

مجموعه مقالات نخستین سمینار ژئوفیزیک اکتشافی نفت

تهران، مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران، ۱۷ مهر ماه ۱۳۹۲

تهیه و تنظیم:

دکتر امین عباسی (دبیر انجمن ژئوفیزیک ایران و مسئول کمیته اجرایی سمینار)

مهندس پریسا مهدی (همکار دبیرخانه سمینار)

زهرا هداوند (مسئول هماهنگی دبیرخانه سمینار)

نخستین سمینار ژئوفیزیک اکتشافی نفت:

انجمن ژئوفیزیک ایران در اقدامی نوآورانه و مبتنی بر ارتباط علمی- پژوهشی کاربردی مراکز دانشگاهی و صنعتی کشور، در قالب موافقتنامه توسعه همکاری با مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت، بر آن شد تا نخستین سمینار ژئوفیزیک اکتشافی نفت را با همکاری آن مدیریت، مشارکت و همیاری جامعه علمی ژئوفیزیک ایران و بخش خصوصی صنعت نفت کشور، در بین کنفرانس‌های دوسالانه ژئوفیزیک ایران که در سال‌های فرد برگزار می‌شود، را در سال‌های زوج برنامه‌ریزی و برگزار نماید.

امروزه دانش و فناوری ژئوفیزیک با بهره‌گیری از علوم پایه و فنی- مهندسی، به مجموعه‌ای از شاخه‌های متعدد بین‌رشته‌ای با کاربردهای فراوان، تقسیم شده‌است و رسالت واقعی این حوزه، تلاش برای درک سرشت فرآیندهای فیزیکی و شناخت پدیده‌های مرتبط با تحول زمین، جو و اقیانوس‌ها برای تأمین نیازهای ضروری انسان است. نیاز روزافزون به انرژی، به‌ویژه منابع هیدروکربنی، منابع کانی و آبهای زیرزمینی، پیش‌یابی رویدادهای طبیعی، نمونه‌هایی از زمینه فعالیت مرتبط با ژئوفیزیک و اهمیت و نقش آن در بهبود زندگی است که خود نیازمند گسترش روش‌های اکتشافی و بهره‌برداری از منابع سخت کره، آموزش نیروی انسانی و انجام پژوهش‌های گسترده می‌باشد.

انجمن ژئوفیزیک ایران در راستای توسعه و تبادل نظر علمی و فنی، ارائه آخرین دستاوردهای علمی و پژوهشی مربوط به ژئوفیزیک اکتشاف نفت نخستین سمینار ژئوفیزیک اکتشافی نفت را با همکاری مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران در مهر ۱۳۹۲ برگزار نموده‌است.

سازمان سمینار:

رئیس: دکتر عبدالرحیم جواهریان (رئیس انجمن ژئوفیزیک ایران)

مسئول کمیته‌های علمی: دکتر عبدالرضا قدس

مسئول کمیته اجرایی: دکتر امین عباسی (دبیر انجمن ژئوفیزیک ایران)

اعضای کمیته علمی: دکتر عبدالرحیم جواهریان دکتر ایرج عبداللهی فرد، دکتر عبدالرضا قدس، دکتر کاظم کاظمی، دکتر علی غلامی.

اعضای کمیته اجرایی سمینار: دکتر عبدالرحیم جواهریان، دکتر ایرج عبداللهی فرد، دکتر امین عباسی، مهندس حامد سعادت‌نیا.

دبیرخانه سمینار: زهرا هداوند (مسئول دبیرخانه انجمن ژئوفیزیک ایران و دبیرخانه سمینار)

همکاران نخستین سمینار ژئوفیزیک اکتشافی نفت:

مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران، مؤسسه ژئوفیزیک دانشگاه تهران

محورهای علمی سمینار:

این سمینار به‌منظور آشنایی پژوهشگران ژئوفیزیک اکتشافی نفت با دستاوردهای نوین علمی، گسترش و تقویت ارتباط علمی بین مراکز تحقیقاتی، دانشگاهی و صنعتی در زمینه‌های زیر بوده‌است.

- Seismic Acquisition, Imaging and Interpretation of Complex Structures
- Non-seismic Methods in Hydrocarbon Exploration
- Borehole Seismic
- Reservoir Geophysics in Exploration and Production
- Seismic Exploration of Gas Hydrates



شرکت ملی نفت ایران
مدیریت اکتشاف
اداره ژئوفیزیک



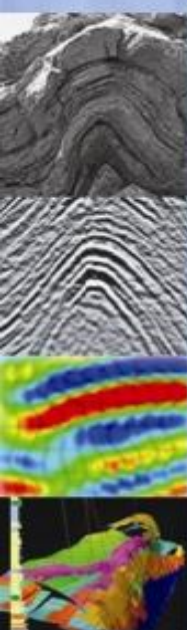
نخستین سمینار

ژئوفیزیک اکتشافی نفت



1st Seminar

Petroleum Geophysical Exploration



زمان : چهارشنبه هفدهم مهر ۱۳۹۲

مکان : میدان شیخ بهایی، خیابان سنول یکم، مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران

برنامه زمانبندی نخستین سمینار ژئوفیزیک اکتشافی نفت - ۱۷ مهرماه ۱۳۹۲، تهران، مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران

زمان	برنامه افتتاحیه		اجرا
۸:۳۰-۸:۰۰	ثبت نام و بازدید از غرفه‌های نمایشگاه تخصصی توانمندی‌های ژئوفیزیک ایران		دبیرخانه کنفرانس
۸:۴۰-۸:۳۰	تلاوت قرآن مجید، سرود جمهوری اسلامی ایران و اعلام برنامه		مهندس سعادت نیا
۸:۴۵-۸:۴۰	خوش آمدگویی و سخنرانی		دکتر عبدالهی فرد
۸:۵۵-۸:۴۵	سخنرانی مدیر محترم مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران		دکتر قلاوند
۹:۰۵-۸:۵۵	سخنرانی رئیس محترم انجمن ژئوفیزیک ایران		دکتر جواهریان
۹:۱۰-۹:۰۵	اعلام برنامه ارائه مقالات		مهندس سعادت نیا
برنامه ارائه مقالات شفاهی (۱۵ تا ۲۰ دقیقه برای ارائه شفاهی و ۵ تا ۱۰ دقیقه پرسش و پاسخ برای هر مقاله)			
زمان	عنوان مقاله		سخنران
۹:۳۵-۹:۱۰	A Non-linear Spatial Sampling and Reconstruction for Seismic Exploration		دکتر سلیمانی، مهندس خراسانی، دکتر سیاهکوهی، دکتر بختیاری
۱۰:۰۰-۹:۳۵	نقش راستا در کیفیت تصویربرداری لرزه‌نگاری		ایرج عبداللهی فرد
۱۰:۴۰-۱۰:۰۰	پذیرایی، ارائه و بازدید مقالات پوستری و غرفه های نمایشگاه تخصصی		
برنامه ارائه مقالات شفاهی			
۱۱:۰۵-۱۰:۴۰	احسان صالحی	Pre-stack quantification of gas-hydrate resources using simulated annealing optimization and rock physics modeling	دکتر جواهریان، دکتر بیدهدندی، دکتر حفیظی، دکتر عبدالهی فرد، مهندس پیرویان
۱۱:۳۰-۱۱:۰۵	سیاوش صدیقیان	موقیت یابی گیرنده‌ها در عملیات لرزه‌نگاری OBC & TZ مطالعه موردی ناحیه بستانه (منطقه پارس شمالی)	
۱۱:۵۵-۱۱:۳۰	اصغر نادری	مطالعه تغییرات سرعت موج طولی و زمان رفت و برگشت موج با جابجائی سیال	
۱۳:۳۰-۱۱:۵۵	نماز، نهار و استراحت		
برنامه ارائه مقالات شفاهی			
۱۳:۵۵-۱۳:۳۰	صادق کریم پولی	تعیین مدل پراکندگی رخساره‌های مخازن کربناته به روش وارون‌سازی بی‌زین	دکتر ریاحی، مهندس امیربهبودی، دکتر اسکویی، مهندس عربانی
۱۴:۲۰-۱۳:۵۵	هاله کربلاعلی	Comparison of Advanced Seismic Attributes for Lithofacies Discrimination: A Petrophysics Perspective	
۱۴:۴۵-۱۴:۲۰	بهنام حسینی شعار	Reflectivity template, a new approach in the hydrate resources appraisal	
۱۵:۳۰-۱۴:۴۵	پذیرایی، ارائه و بازدید مقالات پوستری و غرفه های نمایشگاه تخصصی		
۱۵:۵۵-۱۵:۳۰	فرید کریمی	تضعیف نوفه تصادفی داده لرزه‌ای با استفاده از ترکیب تبدیل زمان - فرکانس و فیلتر میانگین غیر محلی	دکتر زمردیان، دکتر طباطبائی، مهندس جهدی، دکتر عکاشه، دکتر اسکویی
۱۶:۲۰-۱۵:۵۵	رسول حسینی اصل	تعیین عمق بی‌هنجاری مغناطیسی با استفاده از روش اتوماتیک Tilt-Depth (مطالعه موردی محدوده آجی چای، آذربایجان شرقی)	
۱۶:۴۰-۱۶:۲۰	گزارش دبیر اجرایی و مسئول کمیته علمی سمینار، تقدیر از پیشکسوتان و اهدای لوح سپاس - سخنان و پیشنهادهای مسئولین غرفه های نمایشگاه تخصصی		
۱۷:۰۰-۱۶:۴۰	بیانیه، پذیرایی و پایان سمینار (فیلم و عکس یادبود)		



ردیف	نام و نام خانوادگی	عنوان مقاله	وضعیت	شماره صفحه
۱	علی غلامی	A Non-linear Spatial Sampling and Reconstruction for Seismic Exploration	شفاهی	۱
۲	ایرج عبداللہی فرد	نقش راستا در کیفیت تصویربرداری لرزه‌نگاری	شفاهی	۵
۳	احسان صالحی	Pre-stack quantification of gas-hydrate resources using simulated annealing optimization and rock physics modeling	شفاهی	۱۰
۴	سیاوش صدیقیان	موقیت یابی گیرنده‌ها در عملیات لرزه‌نگاری OBC & TZ مطالعه موردی ناحیه بستانه (منطقه پارس شمالی)	شفاهی	۱۵
۵	اصغر نادری	مطالعه تغییرات سرعت موج طولی و زمان رفت و برگشت موج با جابجائی سیال	شفاهی	۱۹
۶	صادق کریم پولی	تعیین مدل پراکندگی رخساره‌های مخازن کربناته به روش وارون‌سازی بیزین	شفاهی	۲۳
۷	هاله کربلایی	Comparison of Advanced Seismic Attributes for Lithofacies Discrimination: A Petrophysics Perspective	شفاهی	۲۷
۸	بهنام حسینی شعار	Reflectivity template, a new approach in the hydrate resources appraisal	شفاهی	۳۱
۹	فرید کریمی	تضعیف نوفه تصادفی داده لرزه‌ای با استفاده از ترکیب تبدیل زمان - فرکانس و فیلتر میانگین غیر محلی	شفاهی	۳۵
۱۰	رسول حسینی اصل	تعیین عمق بی‌هنجاری مغناطیسی با استفاده از روش اتوماتیک Tilt-Depth (مطالعه موردی محدوده آجی چای، آذربایجان شرقی)	شفاهی	۳۹
۱۱	حمید نجارزاده	تخمین مدول‌های کشسان با نمودارها برای سازند کنگان میدان پارس جنوبی	پوستر	۴۹
۱۲	زهرا جلیلی	بررسی کیفیت روش SRME در تضعیف چندگانه‌های داده لرزه دریایی	پوستر	۵۵
۱۳	هاله کربلایی	آمپدانس پوآسن و فاکتور تعدیل کننده پوآسن، دو نشانگر لرزه‌ای پیشرفته	پوستر	۶۰
۱۴	محمد ایرانی مهر	تأثیر تغییر فاکتور کیفیت بر تضعیف نوفه اتفاقی با استفاده از تبدیل موجک گسسته	پوستر	۶۳
۱۵	اردلان خزائی فر	طیف توان تعمیم یافته ابزاری جدید برای تفسیر داده‌های گرانی	پوستر	۶۸
۱۶	محمدحسین قلعه نویی	وارون‌سازی یک بعدی داده‌های مگنتولوریک و کاربرد آن در یک میدان نفتی	پوستر	۷۲
۱۷	الهام عنایتی	مدلسازی دو بعدی المان محدود CSEM دریایی برای اکتشافات هیدروکربن	پوستر	۷۶
۱۸	سمیه طبسی	مدل محیط مؤثر تفاضلی در پیش‌بینی اشباع‌شدگی هیدروکربور با استفاده از داده‌های ژئوالکتریکی	پوستر	۸۰
۱۹	احمد گیمدیل	بررسی روش‌های مختلف درونیایی مدل سرعتی داده‌های لرزه‌ای در یکی از میداین نفتی خوزستان	پوستر	۸۴
۲۰	محمد حسن فلاح	The Application of Short Time Fourier Transform on Non-Stationary Seismic Signals	پوستر	۸۸
۲۱	احمد رحمت بر	کاربرد نشانگر بسامد لحظه ای در تشخیص پتانسیل های گازی	پوستر	۹۱
۲۲	اکبر حیدری	Processing of 3D Seismic Data for Obtaining Accurate Image of Oil Trap	پوستر	۹۵
۲۳	پگاه مشیری	مدل‌سازی سه بعدی زمین شناسی مخزن سروک در میدان جفیر با هدف بررسی و تعیین حجم هیدروکربور در جای آن	پوستر	۹۹

A Non-linear Spatial Sampling and Reconstruction for Seismic Exploration

Ali Gholami ¹

¹ Institute of Geophysics, University of Tehran, Tehran, Iran, e-mail: agholami@ut.ac.ir

ABSTRACT

Seismic data are band-limited, therefore one can use only a partial set of frequency coefficients in the range of reflections band, where the signal-to-noise ratio is high and spatial aliasing is low, to reconstruct the original wavefield. Furthermore, low-frequency characteristics of the coherent ground rolls allows direct elimination of them during reconstruction by disregarding the corresponding frequency coefficients (usually below 10 Hz) via a frequency mask. In this paper, a non-linear algorithm is proposed which addresses some challenges of spatial sampling, reconstruction, and denoising in seismic exploration. Numerical experiments from both simulated and real field data are included to illustrate the effectiveness of the presented method.

Key words: Ground roll, Interpolation, Seismic signal processing

INTRODUCTION

Seismic data sets are generally irregularly sampled in spatial direction due to variable operating conditions during seismic surveys. This irregular sampling can limit the effectiveness of data processing and imaging algorithms. To overcome these problems, acquired traces need to be interpolated before being processed. Trace interpolation based on compressed sensing (CS) can be considered as a non-linear denoising procedure, furthermore, noise attenuation is an important step in seismic processing because seismic data are usually contaminated by some random and coherent (e.g. ground roll) noises. Obviously, there is a close relationship between CS and sparsity based denoising. It is common to perform trace interpolation and noise attenuation at separate processing steps; however, bringing them under a single formula which allows tackling them simultaneously in a single run is favorable.

There are several main observations that play a fundamental role in developing the proposed algorithm for simultaneous interpolation and ground roll attenuation. 1) In seismic exploration, the sampling strategy used for CS is different from that used in image processing. In the former, each sample is a trace (an N-dimensional vector) whereas in the latter each sample is a scalar or pixel (Donoho, 2006). 2) Seismic data are bandlimited and the information contained in each trace can be recovered with high-quality from an incomplete set (20-25 percent) of its Fourier spectrum in the range of wavelet bandwidth (Levy and Fullager 1981). 3) Ground roll noise is the main type of noise in land seismic surveys which is characterized by low frequency (0-10 Hz) (Askari and Siahkoochi 2008).

Based on the above observations, in this paper, a CS algorithm is developed for seismic exploration which addresses some challenges of acquisition and processing, simultaneously. The contributions of this paper are as follows: 1) Using non-convex regularizers instead of the conventional one-norm minimization for sparsity promotion in CS algorithm. 2) Using a frequency mask to additionally subsample the acquired traces in the $f-x$ domain. This brings useful advantages as 3) allowing better interpolation of spatially aliased seismic data compared to the case using full frequency samples or working in the $t-x$ domain. and 4) some processing steps such as seismic wavefield reconstruction and denoising can be replaced with a single non-linear reconstruction.

A NON-LINEAR SAMPLING FOR SEISMIC EXPLORATION

Let $d = s + n$ be the noise contaminated seismic wavefield with $s \in \mathbb{R}^{N_1 \times N_2}$ the desired wavefield (signal) and $n \in \mathbb{R}^{N_1 \times N_2}$ the noise. The spectrum of a noise-free seismogram (a column of s) falls off rapidly at high frequency because of the band-limited nature of the source function. It was shown by Levy and Fullager (1981) that only a partial set of the Fourier spectrum of a seismogram in the range of wavelet bandwidth, where the wavelet carries significant power, is sufficient for an accurate reconstruction of the seismogram. Generally, n includes both white random and coherent (e.g. ground roll) noise. The power of the random noise distributes among all frequencies while the ground roll noise is characterized by its

low frequency (0-10 Hz).

Such information about the spectrum of seismograms can be used as a priori information to just invert the desired frequencies during interpolation. Let $\mathcal{L} \subset \{0, \dots, N_2 - 1\}$ be the set of indices corresponding to the spatial coordinate where the wavefield is to be sampled. Similarly, let $\mathcal{K} \subset \{0, \dots, N_1 - 1\}$ be the set of indices corresponding to the desired frequencies which are to be inverted. Then the wavefield is subsampled in the $f-x$ domain via

$$\mathbf{y}_k^l = \langle \mathbf{d}, \phi_k^l \rangle, \quad k \in \mathcal{K}, l \in \mathcal{L} \quad (1)$$

where \mathbf{y}_k^l is the k th frequency sample at l th coordinate and $\phi_k^l \in \mathbb{C}^{N_1 \times N_2}$, forming the sampling basis, is defined as

$$\phi_k^l[n_1, n_2] = \begin{cases} \exp\left(-\frac{j2\pi kn_1}{N_1}\right), & \text{if } n_2 = l; \\ 0, & \text{otherwise,} \end{cases} \quad (2)$$

for $n_1 = 0, \dots, N_1 - 1$ and $n_2 = 0, \dots, N_2 - 1$, and $j^2 = -1$. Since s and \mathbf{n} span distinct frequency bandwidths, for a properly defined index set \mathcal{K} , the frequency samples acquired via equation (1) correspond to s having very high SNR. Therefore equation (1) can be written in matrix form as $\mathbf{y} = \Phi \text{vec}(s)$ to be solved for s . Where the vec operator vectorizes a matrix by stacking its columns. Needless to say, reconstruction of the desired wavefield s in this way will not be possible unless some a priori information about it is incorporated into the reconstruction. In this paper, the sparsity characteristics of s in the curvelet domain (Candes et al. 2006) is used as the priori information and the desired seismic wavefield is recovered via $\text{vec}(s) = \Psi \alpha$, where

$$\alpha = \arg \min_{\alpha} \left\{ \frac{1}{2} \|\mathbf{y} - \Phi \Psi \alpha\|_2^2 + \tau \text{Reg}(\alpha) \right\}, \quad (3)$$

with

$$\text{Reg}(\mathbf{x}) = \sum_{n=1}^N \phi_q^p(x[n]). \quad (4)$$

and

$$\phi_q^p(u) = \begin{cases} \frac{1}{q} [1 - (|u|^p + 1)^{-q}], & \text{if } q \neq 0; \\ \ln(|u|^p + 1), & \text{if } q = 0, \end{cases} \quad (5)$$

where $\tau > 0$, $0 < p \leq 2$, and $q \geq -1$. In problem (3), \mathbf{y} contains the desired frequency samples of the acquired traces, Ψ is inverse curvelet transform, and Φ is the sampling matrix. This problem can be solved via the algorithm presented in [and Hosseini 2011]. We use $p = q = 1$ for generating our results. The main properties of formulation (3) are: (1) It allows masking unwanted frequencies of the acquired data during processing. (2) Unmasked frequencies have very high SNR allowing a high quality reconstruction. (3) Since unnecessary high-frequency components are not allowed to incorporate into reconstruction the algorithm is more suitable for interpolation of spatially aliased seismic data comparing to the case working in $t-x$ domain. (4) Ground roll noise can simply be suppressed at field during data acquisition. (5) It performs interpolation and denoising processing steps, simultaneously.

APPLICATIONS TO SEISMIC DATA

In this section, to demonstrate the efficacy of the proposed method, numerical examples from seismic data processing are tested. A synthetic shot gather has been contaminated by both simulated dispersive ground roll and random noise to be used for evaluating the performance of the proposed method in simultaneous interpolation and denoising. The noisy wavefield has been 2-fold and 4-fold undersampled along spatial axis by uniformly and randomly removing its traces. The resulting incomplete wavefields are shown in different domains in Figures 1(a) and (b), respectively. Figures 1(c) and (d) shows the reconstructed sections for different undersampling patterns. The results demonstrated in Figure 1 show that the proposed algorithm has the capability of performing simultaneous seismic data interpolation and denoising, which is not possible when the formulation is performed in the $t-x$ domain.

The proposed algorithm has been used for testing its applicability on real world seismic signals. The used seismic record is shown in Figure 2(a). The original section has been undersampled by randomly removing 40% of its traces in spatial direction [Figure 2(b)]. The method has been used for simultaneous reconstruction and denoising. Figure 2(c) shows the recovered gather whose difference with the original data [Figure 2(a)] is shown in Figure 3(d). Again the method was able to reconstruct the noise free data as well as missing traces with high accuracy using only the noise-free coefficients of the partially known traces.

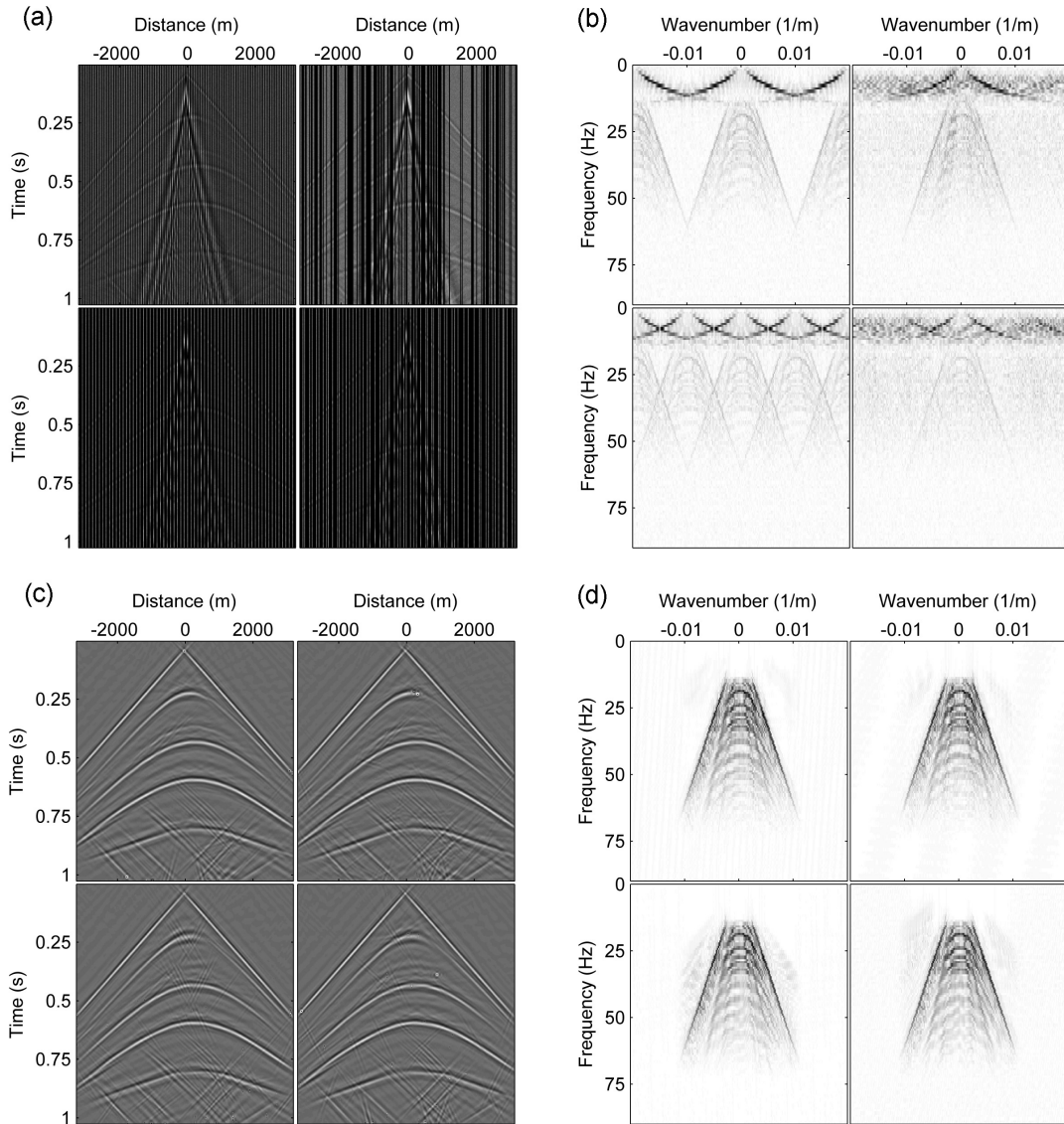


Figure 1. (a) Shot gathers obtained from different (both random and uniform) undersamplings of a synthetic gather (a) and the corresponding f-k domain representations (b). (c) Reconstructed gathers via the proposed algorithm using frequency samples 20-75 Hz and the corresponding f-k domain representations (f).

CONCLUSION

The results obtained from numerical tests showed that the desired seismic signals can accurately be reconstructed from a small number of frequency coefficients in the range of dominant frequency where the SNR is high. Comparing to the conventional $t-x$ domain formulation where all frequency samples are inverted, the proposed can generate much better reconstructions specifically when the acquired data are spatially aliased. Furthermore, applications on both synthetic and field data confirmed that the proposed method performs satisfactorily for simultaneous reconstruction and denoising.

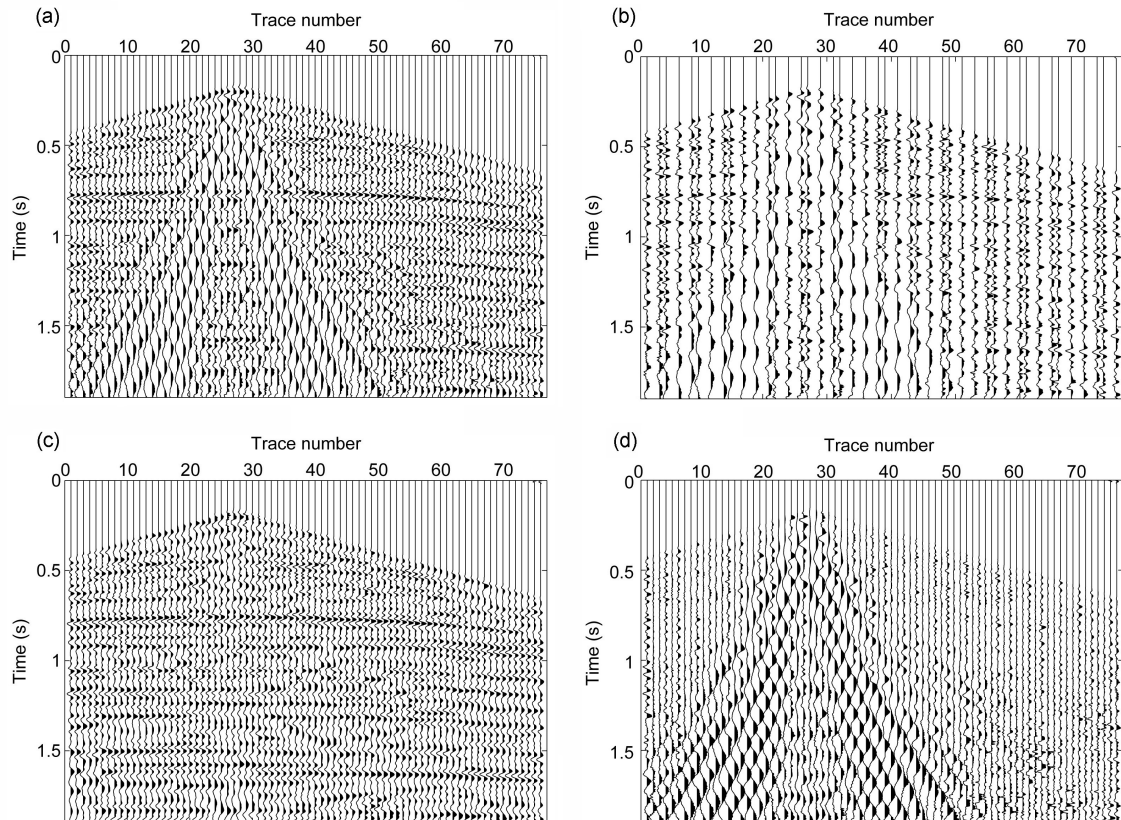


Figure 2. Simultaneous interpolation and denoising of field seismic data. (a) original shot gather with coherent ground roll and some random noise. (b) the gather after randomly removing 40% of its traces. (c) reconstruction obtained via the proposed algorithm by inverting only the frequency samples 10-100 Hz of the incomplete record shown in (b). (d) difference between (c) and the original record shown in (a). The results are shown after applying automatic gain control.

REFERENCE

- Askari R., and Siahkoohi H. R. 2008. Ground roll attenuation using the S and x-f-k transforms, *Geophysical Prospecting*, **56**, 105-114.
- Candés E. J., Demanet L., Donoho D. L., and Ying L. 2006. Fast discrete curvelet transforms, *SIAM Multiscale Modeling and Simulation*, **5**, 861-899.
- Donoho D. L. 2006. Compressed sensing, *IEEE Trans. Inform. Theory*, **52**(4), 1289-1306.
- Gholami A., and Hosseini S. M. 2011. A general framework for sparsity-based denoising and inversion, *IEEE Transactions on Signal Processing*, **59**, 5202-5211.
- Levy S., and Fullager P. K. 1981. Reconstruction of a sparse spike train from a portion of its spectrum and application to high-resolution deconvolution, *Geophysics*, **46**(9), 1235-1243.

نقش راستا در کیفیت تصویربرداری لرزه‌نگاری

ایرج عبدالهی فرد^۱، ابراهیم زارع^۱، محمدرضا بختیاری^۱، علی رضا جواهری نیستانک^۱، مهدی خسروجردی^۲

^۱مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران، اداره کل ژئوفیزیک، iabdollahie@yahoo.com

^۲شرکت عملیات اکتشاف نفت، مرکز پردازش

چکیده

لرزه نگاری سه بعدی با راستا (آزیموت) بسته در به تصویر در آوردن عوارض زمین شناسی ساختمانی پیچیده همانند گسلها و نمکها با مشکلاتی توأم است. همچنین تغییرات سرعت در لایه های روباره سبب خمیدگی و انحنای در امواج لرزه ای گردیده و همین عامل باعث تغییر در تصویر لرزه ای در راستاهای مختلف می گردد. در این مطالعه داده های لرزه نگاری سه بعدی دو منطقه از کمربند چین خورده زاگرس برای بررسی نقش راستا در کیفیت مقاطع برانبارش شده در نظر گرفته شده است. بررسی های تاثیر راستا در تصویر برداری لرزه نگاری در این دو منطقه نشان می دهد که علیرغم اینکه دو منطقه مورد نظر به همدیگر نزدیک هستند ولی نتایج مشابهی در بررسی تاثیر راستا در کیفیت بازتابنده ها ندارشته اند و این امر مربوط به هندسه و ساختار سرعتی متفاوت لایه های رسوبی است. این مطالعه اهمیت راستا را در بهبود کیفیت تصویر برداری لرزه ای آشکار می سازد. بنابراین، برداشت لرزه نگاری با راستای کامل ما را به انتخاب راستای بهینه برای برانبارش بخشی با کیفیت تصویر برداری بالاتر قادر خواهد نمود.

واژه های کلیدی: لرزه نگاری سه بعدی، تصویر برداری لرزه نگاری، راستا، برانبارش راستایی

Role of Azimuth in Quality of Seismic Imaging

Iraj Abdollahie Fard¹, Ebrahim Zare¹, Mohhamad Reza Bakhtiari¹, Alireza Javaheri Niestanak¹, Mehdi Khosrojerdi²

¹Exploration Directorate of National Iranian Oil Company, Geophysics Dept.

²Oil Operation Service Company, Processing Center

Abstract

Conventional narrow-azimuth acquisition is known to have difficulties in illuminating sub-surface targets in the presence of complex overburdens such as salt and faults. The ray-bending effect resulting from these velocity overburdens may cause the target illumination to vary significantly with shooting direction. In this research 3D seismic data of 2 areas in the Zagros Folded Belt has been chosen for investigation of azimuth role in seismic quality. The results are different due to dissimilarity in geometry and velocity structure of layers in two selected areas despite their vicinity. This study reveals importance of azimuth in enhancing quality of seismic image. Therefore, full-azimuth acquisition would enable us to select an optimum azimuth for partial stack with higher seismic image quality.

Key words: 3D Seismic, Seismic Imaging, Azimuth, Azimuthal Stack

۱ مقدمه

از بدو پیدایش روش لرزه نگاری سه بعدی، پردازش و تحلیل داده های لرزه نگاری سه بعدی در راستاهای مختلف مطرح گردید. از نمونه های بارز در این مطالعات، آیزوتروپی برای تغییرات دامنه در راستاهای مختلف (*Amplitude Versus Azimuth*) است. (برای نمونه *Hung* و همکاران، ۲۰۰۶؛ *Keggin* و همکاران، ۲۰۰۶؛ *Barley* و *Summers*، ۲۰۰۷). در کنار آن از راستا برای بررسی تصویر برداری لرزه ای مناسب نیز استفاده شده است (برای نمونه *Zhou* و همکاران، ۲۰۱۱ و *Hung* و *Yin*، ۲۰۱۲).

لرزه نگاری سه بعدی با راستا بسته در به تصویر در آوردن عوارض زمین شناسی ساختمانی پیچیده همانند گسلها و نمکها با مشکلاتی توأم است. همچنین تغییرات سرعت در لایه های روباره سبب خمیدگی و انحنای امواج لرزه ای گردیده و همین عامل باعث تغییر در تصویر لرزه ای در راستاهای مختلف می گردد.

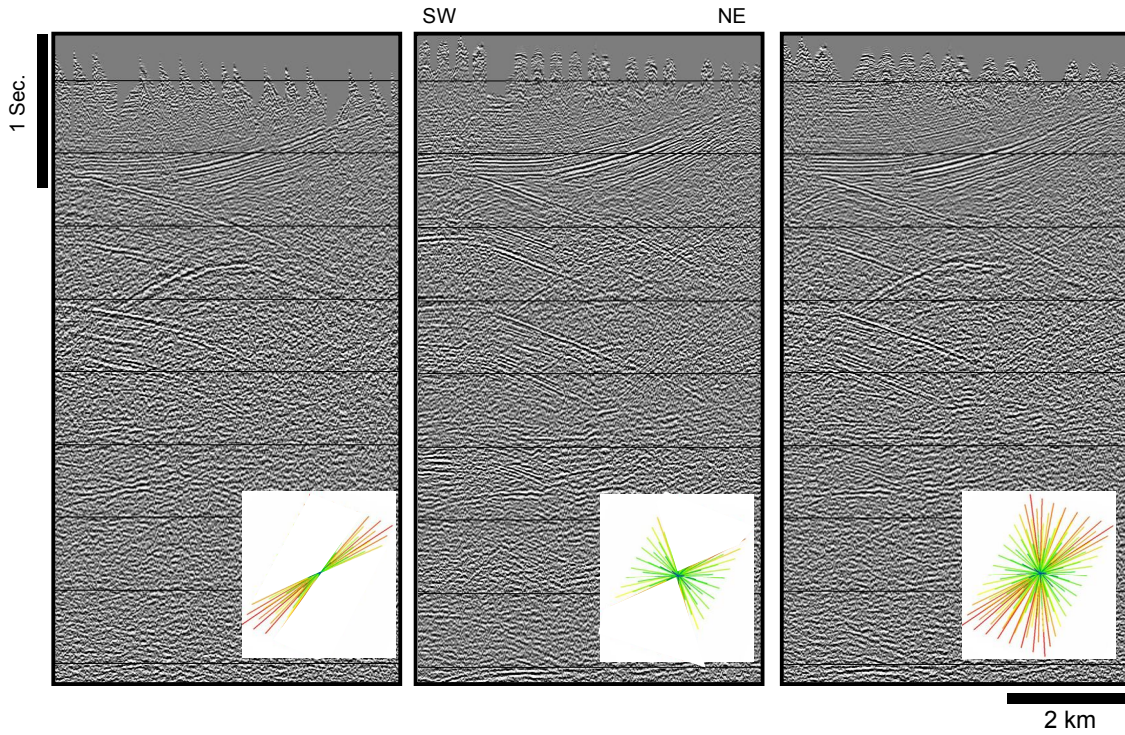
برای بهبود تصویربرداری لرزه ای از افق هدف، لرزه نگاری چند راستایی (*MAZ, Multi-Azimuth*) یا راستا باز (*WAZ, Wide-Azimuth*) و راستای کامل (*FAL, Full-Azimuth*) توصیه شده است (*Barley* و *Summers*، ۲۰۰۷). همچنین روش های متداول برانبارش نیز ممکن است در چنین حالتی موثر نباشد (*Manning* و همکاران، ۲۰۰۸). در این مقاله هدف معرفی برانبارش لرزه ای در راستاهای مختلف برای به تصویر در آوردن ساختارهای پیچیده در کمربند زاگرس است. همچنین این تحقیق تلاش دارد با تاکید بر تحلیل سرعت و برانبارش داده های لرزه نگاری سه بعدی، تصویر لرزه ای را در ساختارهای پیچیده در راستاهای مختلف مورد مقایسه قرار دهد.

۲ روش مطالعه

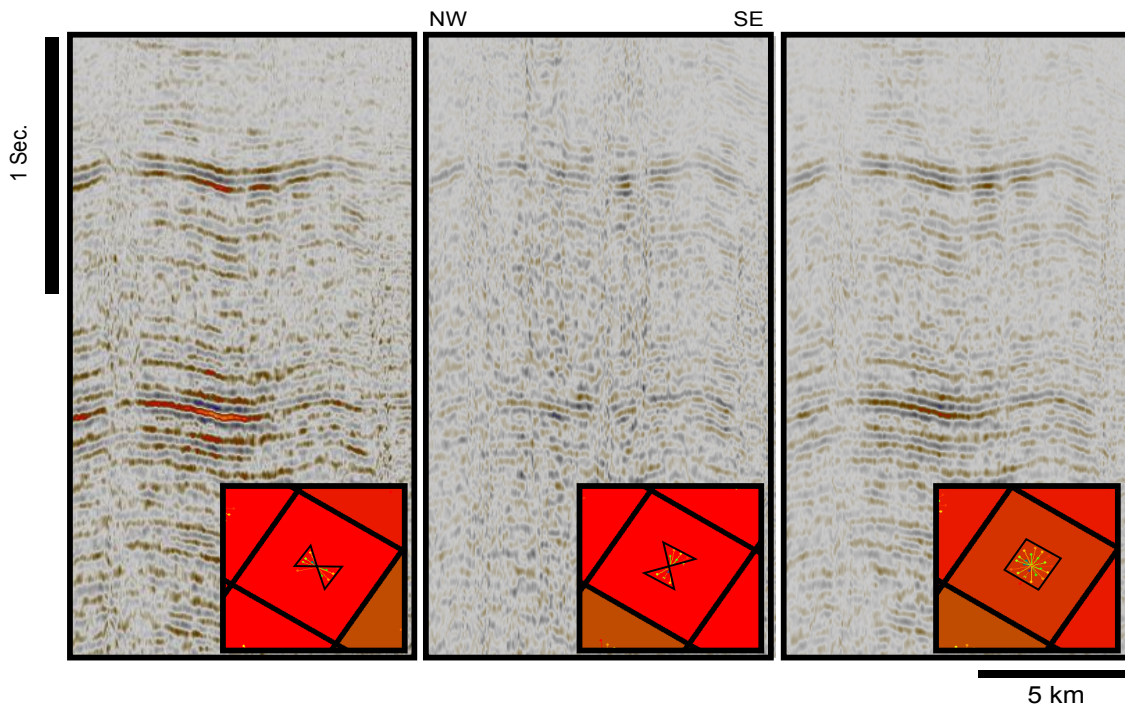
در این مطالعه داده های لرزه نگاری سه بعدی دو منطقه از کمربند چین خورده زاگرس برای بررسی نقش راستا در کیفیت مقاطع برانبارش شده در نظر گرفته شده است. در منطقه اول از ۱۶ و در منطقه دوم از ۱۲ خط گیرنده در مرحله برداشت لرزه نگاری استفاده شده است. نسبت عرض به طول (*Aspect Ratio*) در این دو منطقه به ترتیب ۰/۵۴ و ۰/۴ است.

در این دو منطقه دو راستای شمال شرق - جنوب غرب و شمال غرب - جنوب شرق انتخاب شده است و کلیه رد لرزه‌هایی که در راستاهای مورد نظر برداشت شده بودند تفکیک گردیده و بصورت جداگانه پردازش و برانبارش شدند. شکل ۱ مقاطع برانبارش مربوط به دو راستای انتخابی و راستای کامل یک خط عرضی (*inline*) برای منطقه اول را نمایش می دهد. در بخش پایین هر مقطع توزیع راستا و دورافتگی برداشت شده در یک سلول (*bin*) بصورت نمادین نمایش داده شده است. همانطوریکه در این شکل پیداست کیفیت بازتابنده ها در مقطع با برانبارش در راستای شمال شرق - جنوب غرب (تصویر چپ در شکل ۱) بهتر از دو مقطع دیگر با برانبارش در راستای کامل و یا برانبارش در راستای شمال غرب - جنوب شرق است.

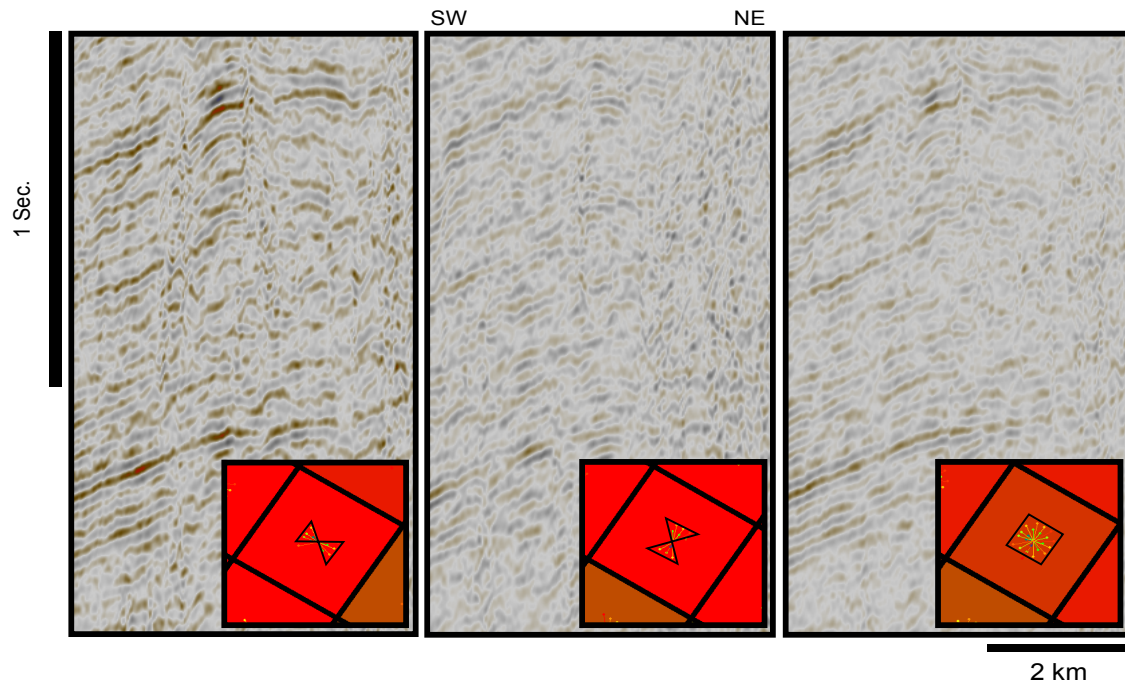
شکل‌های ۲ و ۳ مقاطع برانبارش مربوط به دو راستای شمال شرق - جنوب غرب و شمال غرب - جنوب شرق و راستای کامل را به ترتیب در امتداد طولی (*x-line*) و عرضی برای منطقه مطالعاتی دوم نشان می دهد. همانطوریکه در این دو شکل مشخص است کیفیت بازتابنده ها در منطقه دوم در مقطع برانبارش شده در راستای شمال غرب - جنوب شرق (تصویر چپ در شکل‌های ۲ و ۳) از مقاطع برانبارش شده در دو راستای دیگر بر خلاف منطقه اول بهتر است.



شکل-۱ مقاطع برانبارش شده در راستاهای کامل (تصویر راست)، شمال غرب- جنوب شرق (تصویر میانی) و شمال شرق- جنوب غرب (تصویر چپ) یک مقطع عرضی از مکعب لرزه نگاری سه بعدی منطقه اول



شکل-۲ مقاطع برانبارش شده در راستاهای کامل (تصویر راست)، شمال شرق- جنوب غرب (تصویر میانی) و شمال- غرب- جنوب شرق (تصویر چپ) یک مقطع طولی از مکعب لرزه نگاری سه بعدی منطقه دوم



شکل ۳- مقاطع برانبارش شده در راستاهای کامل (تصویر راست)، شمال شرق- جنوب غرب (تصویر میانی) و شمال- غرب- جنوب شرق (تصویر چپ) یک مقطع عرضی از مکعب لرزه نگاری سه بعدی منطقه دوم

۳ نتیجه گیری

نتایج حاصله از برانبارش در راستاهای مختلف در دو منطقه انتخابی حاکی از کیفیت متفاوت مقاطع لرزه نگاری است. بطوریکه کیفیت بازتابنده ها با برانبارش در راستای شمال شرق- جنوب غرب در منطقه اول و با برانبارش در راستای شمال غرب- جنوب شرق در منطقه دوم بهتر شده است. بنابراین علیرغم اینکه دو منطقه مورد نظر در کمربند چین- خورده زاگرس از لحاظ جغرافیایی نزدیک هستند ولی نتیجه متفاوت مربوط به هندسه و ساختار سرعتی غیر یکسان دو منطقه مورد مطالعه است. بنابراین می توان نتیجه گرفت در ساختارهای پیچیده راستا عامل مهمی در کیفیت داده های لرزه نگاری در به تصویر کشیدن عوارض زیر سطحی است و توصیه می شود برداشت لرزه نگاری با راستای کامل انجام پذیرد تا سپس در مراحل پردازش در خصوص راستای بهینه برای برانبارش تصمیم گیری نمود.

منابع

- Barley, B. and Summers, T., 2007, Multi-azimuth and wide azimuth seismic: Shallow to deep water, exploration to production: The Leading Edge, 26(4), 450-458.
- Hung, B., Yin, Y., 2012, Optimal stacking for multi-azimuth pre-stack seismic data: 22nd ASEG Conference & Exhibition
- Hung, B., Zhang, F.M., Sun, J., Stanley, M. and Osadchuk A., 2006. An Automated 3D Method for Azimuthal Anisotropy Analysis in Marine Seismic Data: 70th EAGE Conference & Exhibition, Expanded Abstracts, H035.
- Keggin, J., Manning, T., Rietveld, W., Page, C., Fromyr, E. and Van Borselen R., 2006. Key aspects of Multi-Azimuth acquisition and processing: 76th Meeting, SEG, New Orleans, Expanded Abstracts, 2886-2889.
- Manning, T., Page, C., Hall, S.A., Keggin, J., Barley, B., Rietveld, W., Fromyr, E. and Van Borselen R., 2008. Leveraging the Value of Multi-azimuth (MAZ) Seismic through MAZ-stack: 70th EAGE onference & Exhibition, Expanded Abstracts, G013.
- Zhou, B., Zhou, J., Wang, Z. L., Guo, Y. H., Xie, Y. and Ye, G. Y., 2011, Anisotropic depth imaging with High Fidelity Controlled Beam Migration: a case study in Bohai, offshore China: 81st Meeting, SEG, San Antonio, Expanded Abstracts, 217-221.

Pre-stack quantification of gas-hydrate resources using simulated annealing optimization and rock physics modeling

Ehsan Salehi¹, Abdolrahim Javaherian¹, Majid Ataee Pour², Nasser Keshavarz Faraj Khah³, and Hossein Khoshdel⁴

¹Department of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology, e_salehi@aut.ac.ir

¹Department of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology, javaheian@aut.ac.ir

²Department of Mining and Metallurgical Engineering, Amirkabir University of Technology, map60@aut.ac.ir

³Research Institute of Petroleum Industry, keshavarzn@yahoo.com

⁴Exploration Directorate, National Iranian Oil Company, hkhoshdel@yahoo.com

ABSTRACT

The method of amplitude variation with angle (AVA) inversion was applied to estimate hydrate and gas saturations along a bottom simulating reflector (BSR) at the Makran Accretionary Prism, Iran. Three AVA approximations were used and their corresponding AVA attributes were compared to each other. v_s/v_p values are usually unknown for unexplored regions and here a simulated annealing approach was taken to derive the v_s/v_p in a number of locations. These values were then interpolated to get an estimation of v_s/v_p for other locations.

Quantification of hydrate and gas saturations was based on a correlation between the AVA inverted attributes and the rock physics derived attributes (RPDA). Corresponding saturations of the nearest RPDA to a pair of AVA inverted attributes were considered as the hydrate and gas saturation for that specific location. The quantification assessment indicated 11%, 14% and 15% hydrate saturations in the vicinity of the BSR for locations with low, intermediate and high post-stacked amplitude, respectively. The saturation of the free gas was also estimated as < 1%, 2% and 3% with the same order as above, respectively.

Key words: gas hydrate, AVA inversion, BSR, Makran Accretionary Prism

INTRODUCTION

Gas hydrate resources are considered as a promising source of energy due to their widespread occurrence and also their vast quantities of gas content (mainly methane). Exploration of these resources has been highly motivated by recent advances in the exploitation of hydrates from deep-sea reserves. A concentration of gas hydrate that is thought to occur at a specific location and its main characteristics and quantity are estimated from indirect methods is categorized as an inferred gas hydrate resource (Milkov and Sassen, 2002). Also, accumulations that have been directly sampled at least in one location are categorized as indicated resources. Inferred and indicated hydrate accumulations occur at about 70 continental margin regions worldwide. Seismic analyses have an important role in the assessment of hydrate resources in these regions, whereas direct measurements (e.g. well information) are rare or absent.

METHODOLOGY

AVA INVERSION

The AVA scope of application has grown to include hydrate resource characterization and some authors have represented AVA hydrate resource assessments (e.g. Andreassen et al., 1997). In the current study, the AVA inversion based on approximations by Shuey (1985), Smith and Gidlow (1987) and Fatti et al., (1994) were applied to the seismic data from the Makran Accretionary Prism, Iran. All of three equations are the modifications of Aki and Richards approximation (1980, P. 153) as follow:

Shuey's approximation (1985): their equation was arranged in such way that each term contributes in a different angular (making a limited angle assumption in which the third term was dropped):

$$R \approx I + G \sin^2 \theta, \quad (1)$$

where,

$$I = \frac{1}{2}[\Delta v_p/v_p + \Delta \rho/\rho], G = \frac{1}{2}[\Delta v_p/v_p] - 4\gamma[\Delta v_s/v_s] - 2\gamma[\Delta \rho/\rho].$$

The first term is the intercept which measures the reflection amplitudes at normal incidence. The second is the gradient and predominate at the intermediate which measures the variation rate of P-wave reflection with increasing of the incident angle.

Smith and Gidlow (1987) approximation: they used Gardner's relation to eliminate the density term from Aki and Richards approximation and introduced:

$$R \approx VR_P \Delta v_p/v_p + VR_S \Delta v_s/v_s, \quad (2)$$

where,

$$VR_P = 5/8 - 1/2(\gamma \sin^2 \theta) + 1/2(\tan^2 \theta), VR_S = -4\gamma \sin^2 \theta, \gamma = v_s/v_p.$$

VR_P and VR_S are functions only of the v_p and the v_s/v_p models. This weighted stacking scheme was called geo-stack.

Fatti et al., (1994) approximation: they rewrote the geo-stack equation in terms of compressional and shear impedances in case the Gardner's relationship did not hold (making a limited angle assumption in which the third term was dropped):

$$R \approx \frac{1}{2}(1 + \tan^2 \theta) \Delta I_P/I_P - 4(\gamma \sin^2 \theta) \Delta I_S/I_S, \quad (3)$$

where I_P and I_S are the P- and S-impedances, respectively.

The presence of outliers in amplitudes of a normal move out (NMO) corrected gather would causes an error in the least-squares regression within the AVA inversion. In this case, the inversion is considered to be non-robust and to cope with, some robust norms base on an iteratively reweighted least square process (Myers, 1990, p. 351) have been introduced into the seismic inverse problems. In this study, the processes of the AVA inversion were based on the robust regression.

V_S/V_P DETERMINATION

One of the critical input parameters to the approximations of Smith and Gidlow (1987) and Fatti et al. (1994) is the ratio of v_s/v_p . In an unexplored region the impedance ratio is usually unknown or at least inaccurate. This causes a scaled estimation of corresponding AVA attributed which also cause erroneous hydrate/gas saturations. In current study a simulated annealing (SA) global optimization approach (Kirkpatrick et al., 1983) was taken to overcome the problem of uncertain impedance ratio. The acceptance criterion for a realization is minimization of the difference between the observed AVA characteristics and the forward modeled AVA response.

HYDRATE/GAS SATURATIONS

The AVA attributes were used to estimate BSR-vicinity hydrate and gas saturations via a set of (hydrates related) rock physics derived AVA attributes (RPDA). To achieve this, the AVA attributes were calculated for some pre-assumed hydrate and gas saturations values using effective medium theory (EMT) of Helgeraud et al. (1999). Then these calculated AVA attributes were compared with their corresponding field data AVA inverted attributes. The best match of field data attributes with models would suggest the hydrate and gas saturations in vicinity of the BSR. This made a straightforward approach to estimate the hydrate/gas saturations, considering different lithology, porosity and hydrate/gas distribution types.

AVA INVERSION RESULTS

To measure the error of estimation for each attribute, the AVA inversion was applied on 30 synthetic gather. This measurement made a criterion for selection of the appropriate attributes. Generation of a synthetic seismogram's package was based on considering a series of plausible hydrate/gas saturations. The EMT rock physics model was used for the elastic property calculation. The synthetic common mid-point (CMP) gathers were then generated based on these elastic properties while the wave-equation-based approach of Kennett (1985) was used as a forward algorithm. These gathers then inverted using equations (1) to (3). The actual and inverted attributes were quantitatively compared. For this comparison, two goodness-of-fit statistics were measured for each estimated attribute. These statistics were root mean square error (RMSE) and R-square. Table 2 shows the GOF for each attributes.

Figure 1 shows an East-West oriented seismic section in the Iranian sector of the Makran Accretionary Prism. No well has been drilled within the area and 2D seismic lines comprise all available dataset. AVA attributes were computed and analyzed for this section to characterize

Table 2. Goodness-of-fit statistics for the computed AVA attributes of synthetic modeling.

Reflectivity equation	AVA attribute	RMSE	NRMSE	R-square
Shuey approximation (1985)	Intercept	0.036	0.096	0.87
	Gradient	0.043	0.093	0.85
Smith and Gidlow approximation (1987)	VR_P	0.014	0.039	0.97
	VR_S	0.032	0.118	0.86
Fatti et al. approximation (1994)	I_P	0.039	0.104	0.81
	I_S	0.017	0.0643	0.96

hydrate bearing sediments and to estimate the hydrate/gas saturations. Amplitude recovery process was included: geometrical spreading compensation, attenuation compensation, array directivity correction, equalization and trim statics, amplitude to reflection conversion. Corresponding AVA attributes of equation (1) to equation (3) for BSR at every five common reflection points (CRP) are plotted in Figures 2 to 4, respectively. Figure 2a is the seafloor two way travel time. Except for some anomalous values at some CRP locations, curve of intercept

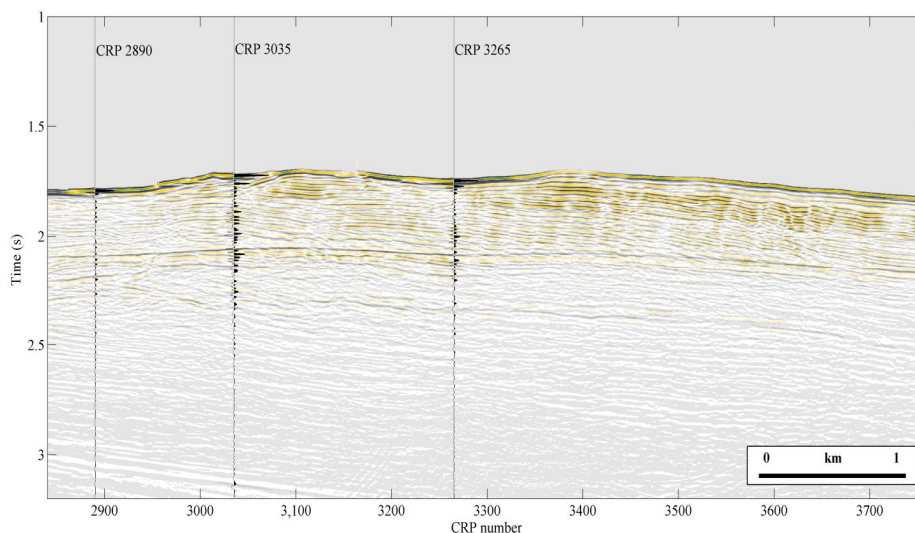


Figure 1. East-West oriented seismic stacked section in the Makran Accretionary Prism. Angle gathers of the indicated wiggle traces were used for quantification which are shown in Figure 5.

has gradually increasing trend (of magnitude) beneath local highs. The anomalous feature of intercept and gradient mostly can be attributed to the interfering of reflected events. v_S/v_P values in Figure 3a were determined from SA optimization at 9 CRPs (black asterisks) and linearly interpolated for intermediate CRPs. Blue symbols in 3b and 3c are the VR_P and VR_S attributes, respectively. In a similar way, the I_P and I_S are depicted in 4b and 4c. There is a clear analogy between corresponding P- and S-wave related attributes on Figures 3 and 4. The higher I_P values were interpreted as the depletion of v_P due to higher gas saturation. It could also be related to the free gas movement toward the crest of highs. The anomalous zones (A to C) were related to the interfering effects, so were flagged as erroneous and excluded from further analysis. Therefore, to prevent the interfering-induced errors in the quantification assessment, it was recommended that the estimation of saturations be limited to intervals with a steady AVA characteristic.

Figure 5 shows the three nominated CRPs from locations with low, intermediate and high stacked amplitudes, respectively. These CRPs were picked from intervals with minimum lateral

variation of the I_p values. At each CRP, the AVA attributes were compared to the RPDAs to find the nearest corresponding hydrate/gas saturations. The BSR-vicinity hydrate saturations at CRP 2890, 3265 and 3035 were predicted 11%, 14% and 15% and gas saturations were predicted <1%, 2% and 3%, respectively. Blue line in 3 panels of Figure 5 is the inversion-derived linear approximation whereas red line is the linear approximations were calculated from RPDAs. The good match between two fitted lines indicated that estimated saturations completely define the actual AVA characteristic if the assumed input parameters were approximately correct.

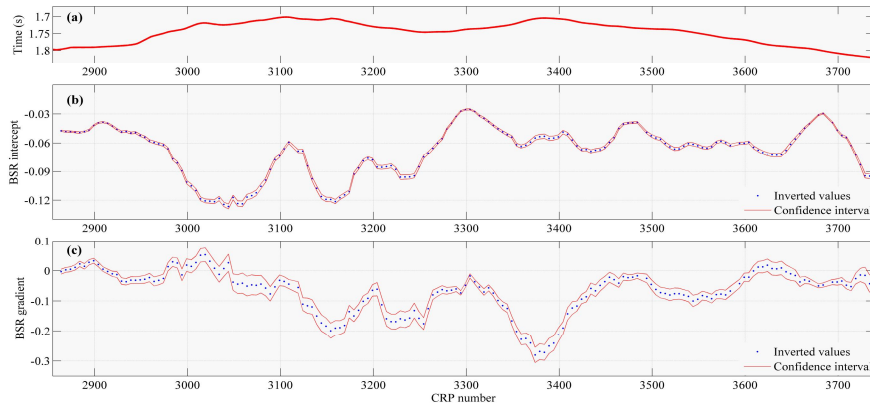


Figure 2. (a) Two way travel-time of sea floor reflector. (b) and (c) are AVA attributes of intercept and gradient, respectively. Blue circles are inverted values and the red lines indicate the confidence interval.

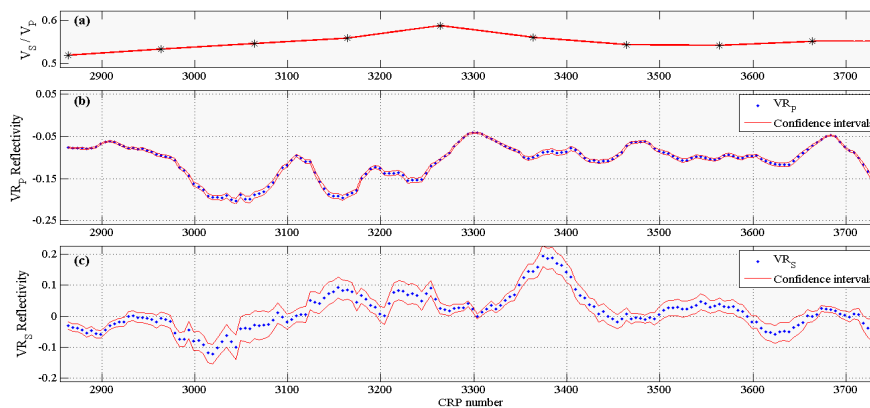


Figure 3. (a) Computed v_s/v_p values using (SA) optimization for nine CRPs (black asterisks) and interpolated for other intermediate CRPs. (b) and (c) are AVA attributes of VR_p and VR_s , respectively. Blue circles are inverted values of every five CRPs and the red lines indicate the confidence interval.

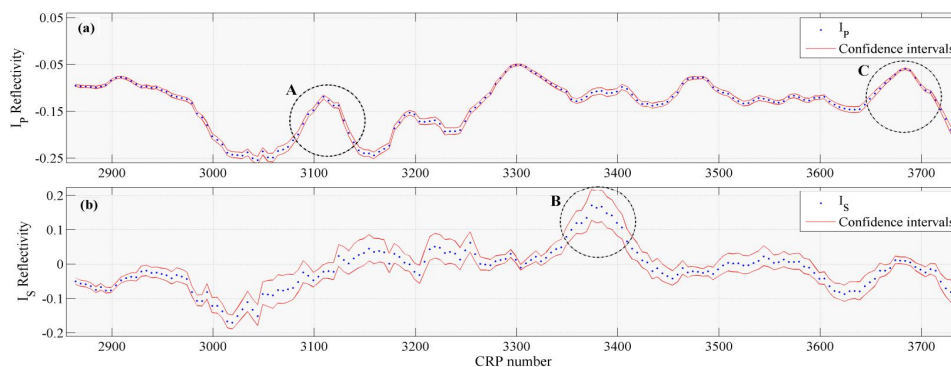


Figure 4. (a) and (b) are AVA attributes of I_p and I_s , respectively computed for the BSR. Circles A to C mark the zones where the interfering caused the anomalous AVA attribute values.

CONCLUSIONS

The results of an AVA inversion for synthetic models showed that inaccuracy in density/velocity relation and v_s/v_p resulted in a deviation of estimated attributes from a perfect correlation. However, the intercept/gradient and I_p/I_s were preferred due to lower error of estimation and because no density/velocity assumption is required for their derivation.

Applying the SA optimization to derive v_s/v_p compensated for the lack of knowledge on S-wave characteristics and provided more accurate calculation of AVA attributes. Using EMT rock physics models and I_p/I_s attributes, the hydrate saturations in vicinity of the BSR were predicted to be 11%, 14% and 15% for nominated locations with low, intermediate and high stacked amplitudes, respectively. The gas saturations for these locations were < 1%, 2% and 3%, respectively. This approach provided a straightforward seismic quantification method for the assessment of inferred and indicated hydrate resources.

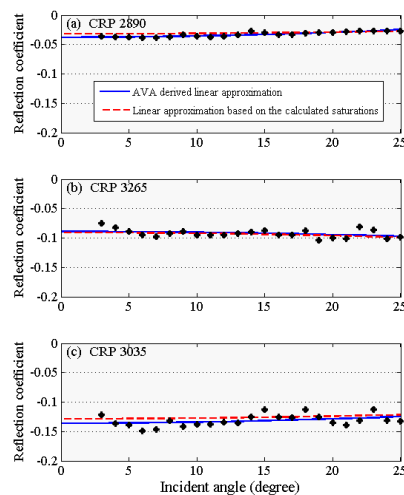


Figure 5. Linear approximations of reflection coefficient variations for three representative CRPs. In each part, the solid blue line is the linear approximation of reflectivity and derived from an AVA inversion with a robust linear LSR. Attributes of this fitting (here the I_p and I_s) are then compared to their RPDA equivalents to find the nearest values. The dashed red line is the linear approximation which is calculated with these nearest RPDA equivalents. (a), (b) and (c) are the CRPs with low, intermediate and high post-stack BSR amplitudes, respectively. The locations of CRP are indicated in Figure 1.

REFERENCES

- Aki, K., Richards, P.G., 1980, Quantitative seismology, theory and methods: W. H. Freeman and Company.
- Andreassen, K., Hart, P.E., and MacKay, M., 1997, Amplitude versus offset modeling of the bottom simulating reflection associated with submarine hydrates: *Marine Geology*, **137**, 25–40.
- Fatti, J. L., Vail, P.J., Smith, G.C., Strauss, P.J., and Levitt, P.R., 1994, Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3-D seismic case history using the geostack technique: *Geophysics*, **59** 1362–1376.
- Helgerud, M.B, Dvorkin, J., Nur, A., Sakai, A., and Collett, T.S., 1999, Elastic wave velocity in marine sediments with gas hydrates: effective medium modeling: *Geophysical Research Letters*, **26**, 2021–2024.
- Kennett, B., 1985, Seismic wave propagation in stratified media: Cambridge University Press.
- Kirkpatrick, S., Gelatt, C.D., and Vecchi, M.P., 1983, Optimization by simulated annealing: *Science*, **220**, 613–680.
- Myers, R.H., 1990, Classical and Modern Regression with Applications: Duxbury, Boston.
- Milkov, A.V., and Sassen, R., 2002, Economic geology of offshore gas hydrate accumulations and provinces: *Marine and Petroleum Geology*, **19**, 1-11.
- Shuey, R.T., 1985, A simplification of the Zoeppritz equations: *Geophysics*, **50**, 609-614.
- Smith, G.C., and Gidlow, P. M., 1987, Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas: *Geophysical Prospecting*, **35**, 993–1014.

موقعیت یابی گیرنده‌ها در عملیات لرزه نگاری TZ و OBC

مطالعه موردی: ناحیه بستانه (منطقه پارس شمالی)

سیاوش صدیقیان^۱، احمد کامیستانی^۲، سیدهاشم طباطبایی رئیسی^۳، رسول حمیدزاده^۴

^۱ دانشجوی دکتری مهندسی محیط زیست، دانشگاه تهران (کارشناس ارشد مهندسی اکتشاف نفت، دانشگاه صنعتی سهند)

siavashsedghian@ut.ac.ir

^۲ شرکت مدیریت اکتشاف نفت *a.kamayestani@niocexp.com*

^۳ عضو هیات علمی دانشگاه آزاد اسلامی واحد دماوند *dr_tabatabaee@yahoo.com*

^۴ عضو هیات علمی دانشگاه صنعتی سهند *rhamidzm@yahoo.com*

چکیده

در عملیات لرزه نگاری دریایی بر اثر عوامل گوناگونی مثل حرکت امواج و گل و لای بستر محیط، گیرنده‌ها ناخواسته تغییر موقعیت می‌دهند و این تغییر به وجود آمده خطاهای زیادی را در برداشت داده‌ها به وجود خواهد آورد. پس تعیین دقیق موقعیت گیرنده‌ها برای گروه لرزه نگاری امری بسیار مهم و ضروری می‌باشد. تعیین موقعیت گیرنده‌ها مقدمه‌ای است بر انجام مراحل بعدی لرزه نگاری یعنی پردازش و تفسیر. بنابراین هرگونه خطای پیش آمده در مکانیابی گیرنده‌ها می‌تواند باعث به وجود آمدن خطاهای بزرگی در مراحل بعدی عملیات لرزه نگاری شود. این مقاله با استفاده از زبان‌های برنامه نویسی و روش لتراسیون، مدلی تهیه کرده که با ورودی داده‌های اولین رسید موج لرزه‌ای، موقعیت واقعی گیرنده‌ها بر روی بستر منطقه محاسبه می‌کند. برای ارزیابی مدل، مقاطع پردازش شده با موقعیت‌های نرم افزار SPSPro و مقاطع این مدل مقایسه شدند. نتایج حاکی از مکانیابی دقیق تری توسط مدل این پژوهش است.

واژه‌های کلیدی: عملیات لرزه نگاری TZ، عملیات لرزه نگاری دریایی، عملیات لرزه نگاری OBC، روش تعیین موقعیت اکوستیک، روش تعیین موقع اولین رسید، تعیین موقعیت گیرنده‌ها.

Positioning Receivers in OBC and TZ Seismic Operations

Siavash Sedighian¹, Ahmah Kamayestani², Seyyed Hashem Tababtaee³, Rasoul Hamidzadeh⁴

¹Ph.D. Candidate, University of Tehran, *siavashsedghian@ut.ac.ir*

²Exploration Directorate, *a.kamayestani@niocexp.com*

³Islamic Azad University, Damavand branch, *dr_tabatabaee@yahoo.com*

⁴Sahand University of technology, *rhamidzm@yahoo.com*

Abstract

In marine seismic operations due to several environmental phenomena like water waves and movement of mud in the basement of the sea, changes may happen to the location of the receivers and these changes would cause many miscalculations and errors in data acquisition. So determining the exact position of the receivers is an important and critical subject for the seismic team. Determining the Position of the receivers is a beginning for further upcoming stages; Processing and Interpreting. Therefore any error in determining the position of the receivers can lead to more errors in processing and interpreting stages. This research develops a model which uses computer programming languages and lateration method with first break seismic data to calculate the real position of receivers. To validate the model, a comparison between a processed seismic section with position values from SPSPro and this article has been made. Results indicate better accuracy with the model developed in this paper.

Key words: TZ seismic operation, Marine seismic operation, OBC seismic operation, Acoustic Positioning method, first breaks positioning method, Receiver positioning method

۱ مقدمه

رای تعیین موقعیت گیرنده‌ها نیاز به داده‌های موقعیت یابی موسوم به پینگ است که برای تهیه آن‌ها کشتی لرزه نگاری در دو خط موازی در اطراف خط گیرنده‌ها حرکت کرده و در نقاط از پیش تعیین شده چشمه را فعال می‌کند. این حرکت اضافی کشتی برای تهیه داده‌های پینگ هزینه بر است ولی در صورتی که امکان دسترسی به تجهیزات آکوستیک نباشد، می‌توان با تکیه بر دقت بالا و در سهولت در به کار بردن این روش، از آن استفاده کرد [۱].

داده‌های استفاده شده در این پژوهش مربوط به خط ۹ عملیات TZ منطقه پارس شمالی است. در عملیات لرزه نگاری پروژه پارس شمالی (ناحیه بستانه) به طور معمول یک بویه پلاستیکی در هر دویست متر و یا بیشتر به کابل لرزه نگاری متصل شده و با بستن طنابی به طول مناسب می‌تواند در سطح آب شناور بماند. هیدروفون‌ها از قبل به کابل متصل شده و با حرکت کشتی کابل در مسیر خط لرزه نگاری که با استفاده از سیستم موقعیت یاب ماهواره‌ای هدایت می‌گردد، کابل لرزه نگاری در نقاط از قبل طراحی شده در آب رها می‌شوند [۱]. داده‌های پینگ در این عملیات به گونه‌ای ثبت شده اند که هر گیرنده حداکثر با هشتاد چشمه در ارتباط است.

۲ روش تحقیق

ابتدا عملیات لرزه نگاری موسوم به پینگ با توجه به اصول و مراحل گفته شده در مدمه اجرا می‌شود. بارگزاری داده‌ها در این پژوهش در دو مرحله صورت می‌گیرد. بارگزاری در نرم افزار پردازش و بارگزاری در نرم افزار محاسباتی. بعد از بارگزاری در نرم افزار پردازش به کمک امکانات موجود این نرم افزار، در هر مقطع لرزه‌ای اولین زمان‌های رسید انتخاب می‌شوند. در قدم بعد از روی فایل‌های SPS مختصات نقاط چشمه و گیرنده انتخاب شده و به همراه سایر اطلاعات لازم در فایل‌های متنی وارد می‌شوند. سپس با بارگزاری این داده‌ها در نرم افزار محاسباتی و برنامه نویسی، سرعت آب محاسبه شده و تصحیح عمق بر روی زمان‌های رسید اعمال می‌شود [۴]. سپس گیرنده‌هایی که فاقد شرط لازم برای ورود به مرحله رسم نمودار زمان رسید - دورافت هستند از داده‌ها حذف می‌شوند. از روی مختصات‌های موجود و زمان‌های رسید تصحیح شده، نمودار زمان رسید - دورافت برای داده‌ها رسم می‌شود [۳]. با رسم خط رگرسیون بر روی تک تک اعداد نمودار عملیاتی، مقادیر جدیدی برای دورافت‌ها محاسبه می‌شود. با محاسبه دورافت‌های جدید، بخشی از آن‌ها که فاقد شرایط لازم برای ورود به مراحل بعدی هستند به صورت اولیه خود (قبل از اعمال خط رگرسیون) بر می‌گردند. دورافت‌های جدید (واقعی) با استفاده از روش لتراسیون به مختصات تبدیل می‌شوند [۲]. در این مرحله با اعمال وزن‌های مخصوص به هر چشمه مختصات محاسبه شده به دست می‌آید. در انتها با انجام تصحیحات تکمیلی بر روی مختصات محاسبه شده، مختصات نهایی به دست خواهد آمد [۴].

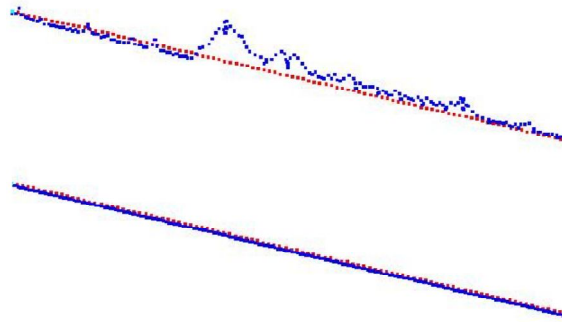
یکی از مهمترین تصحیحات تکمیلی به کار رفته در این پژوهش، تصحیح محدودیت کشیدگی طول کابل می‌باشد. این مقدار یعنی حداکثر اندازه‌ای که طول کابل گیرنده‌ها می‌توان کشیده شود بدون اینکه پارگی رخ دهد. محدودیت کشیدگی طول کابل در این پژوهش با توجه به تجهیزات به کار رفته پنجاه و پنج متر در نظر گرفته شده است. بعد از اعمال تصحیحات تکمیلی، می‌توان با خروجی گرفتن متنی از مختصات جدید نقاط گیرنده، آن‌ها را در فایل‌های SPS جایگزین مقادیر قدیمی نمود و برای مراحل بعدی استفاده کرد.

۳ نتیجه‌گیری

برای بررسی تاثیر استفاده از مختصات صحیح گیرنده‌ها در مقاطع لرزه‌ای، مختصات محاسبه شده گیرنده‌ها در نرم افزار پردازش بارگزاری می‌شوند. سپس برای نشان دادن اثر ژئومتری جدید، پردازش بسیار ساده‌ای برای رسیدن به برنابارش خام انجام می‌شود. مراحل پردازش اعمال شده در این پژوهش بر روی داده‌ها شامل تقویت دامنه، فیلتر میان گذر، تحلیل سرعت و برم بارش نهایی داده‌ها است. در این پژوهش همچنین مقطع لرزه‌ای حاصل از موقعیت‌های به دست آمده توسط مدل ارائه شده با مختصات به دست آمده از نرم افزار موجود موقعیت یاب مقایسه می‌شود.

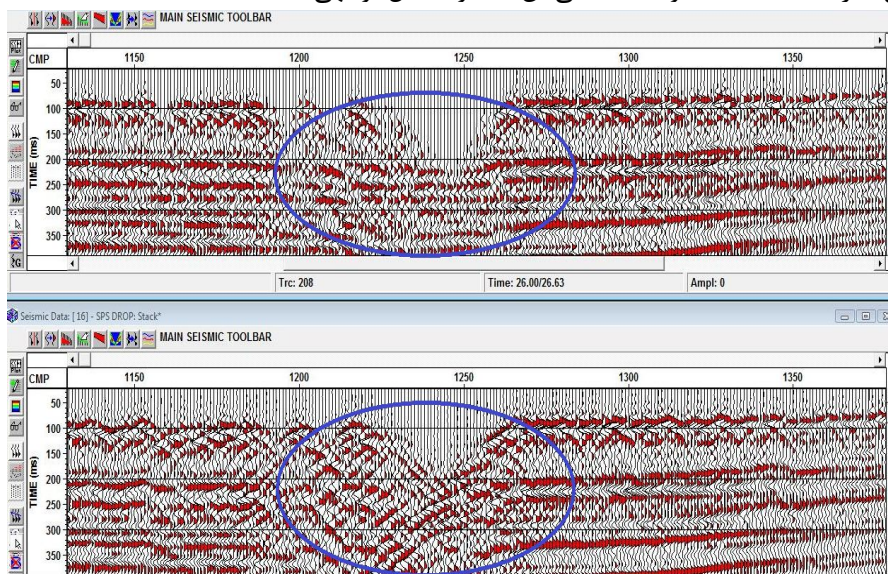
شکل ۲ شمای کلی منطقه عملیاتی را نشان می‌دهد. در قسمت چپ مکان‌های اسمی گیرنده‌ها با نقاط آبی و مکان

چشمه‌ها با نقاط قرمز نشان داده شده است. در قسمت راست نیز مکان واقعی و محاسبه شده ی نقاط گیرنده با نقاط آبی نشان داده است.



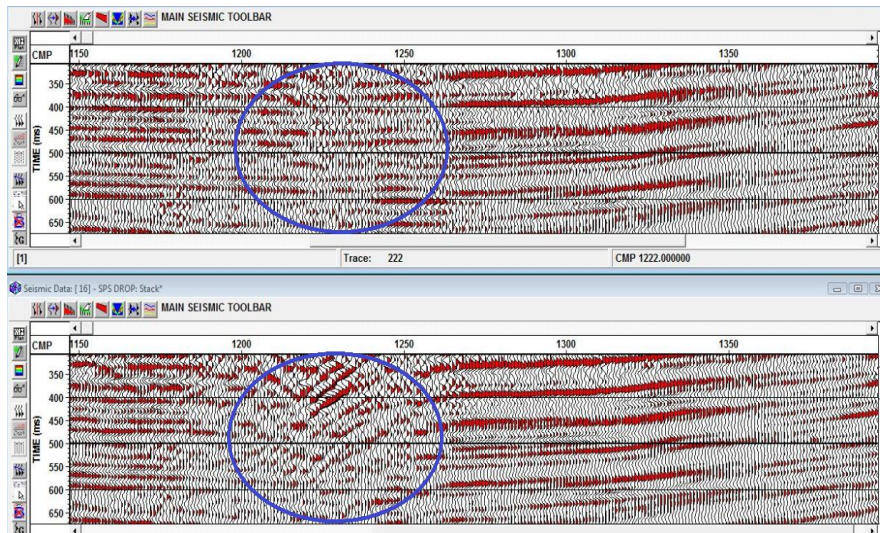
شکل (۵-۱)، شمای کلی منطقه، نقاط قرمز نشان دهنده ی چشمه‌ها و نقاط آبی نشان دهنده ی گیرنده‌ها است (بالا: موقعیت واقعی و محاسبه شده گیرنده‌ها) (پایین: موقعیت اسمی گیرنده‌ها).

شکل ۳ دو مقطع لرزه‌ای زمانی را پس از اعمال مراحل ذکر شده نشان می‌دهد. مقطع بالایی با مختصات محاسبه شده و واقعی و مقطع پایینی با مختصات اسمی نقاط گیرنده به دست آمده است. در مقطع بالایی در قسمتی که با بیضی‌های آبی رنگ نشان داده شده است، بازتابنده‌ها به صورت پیوسته و هماهنگ با روند کلی مقطع قرار گرفته‌اند، در صورتی که در مقطع پایینی بازتابنده‌ها روندی بسیار پراکنده، نامنظم و متقاطع را نشان می‌دهند. با توجه به محور عمودی که نشان دهنده زمان است، این قسمت از مقطع که تصحیح موقعیت گیرنده‌ها بیشترین اثر را نشان می‌دهد، قسمت سطحی منطقه ی مورد مطالعه می‌باشد. در قسمت بیضوی که بیشترین تفاوت در دو مقطع دیده می‌شود، موقعیت واقعی گیرنده‌ها نسبت به موقعیت اسمی آن‌ها تفاوت قابل توجهی داشته است.



شکل ۳: دو مقطع لرزه‌ای زمانی با مختصات گیرنده‌های متفاوت (بالا: موقعیت واقعی گیرنده‌ها) (پایین: موقعیت اسمی گیرنده‌ها).

شکل ۴ دو مقطع شکل ۳ را در عمق بیشتری نشان می‌دهد. در مقطع بالایی که موقعیت صحیح گیرنده‌ها در آن به کار رفته است، نشانگرهای لرزه‌ای مجدداً روند پیوسته و منظمی را نشان می‌دهند در صورتی که در شکل پایینی نشانگرهای لرزه‌ای روند نامنظم و تاق‌دیس گونه‌ای را به نمایش می‌گذارند. همانطور که در این دو شکل مشاهده می‌شود، اعمال موقعیت صحیح گیرنده‌ها کیفیت بازتابنده‌های کم عمق را افزایش می‌دهد ولی با افزایش عمق به تدریج تغییرات ناشی از استفاده از موقعیت‌های نادرست گیرنده‌ها کم‌رنگ شده و اثر آن خنثی می‌شود.



شکل ۴: دو مقطع لرزه‌ای زمانی با مختصات گیرنده‌های متفاوت (بالا: موقعیت واقعی گیرنده‌ها) (پایین: موقعیت اسمی گیرنده‌ها).

با توجه به شکل‌های ۳ و ۴ نتیجه گیری می‌شود که مدل طراحی شده بازدهی و دقت بالاتری در محاسبه مختصات جدید نقاط چشمه نسبت به نرم افزار موجود موقعیت یاب دارد. نوآوری به کار رفته در این پژوهش شامل در نظر گرفتن محدودیت کشیدگی طول کابل و قرار دادن فیلترهای کارآمد برای حذف نقاط با خطای برداشت زیاد است. نتایج به دست آمده در این پژوهش را می‌توان به صورت زیر ارائه نمود:

۱. افزایش تعداد نقاط چشمه (چگالی نقاط چشمه) در ارتباط با گیرنده‌ها تاثیر مستقیمی در بهبود کیفیت پاسخ نهایی خواهد داشت.

۲. داشتن موقعیت واقعی گیرنده‌ها در بستر دریا کیفیت، بازتابنده‌های کم عمق را افزایش می‌دهد.

۳. در صورت وجود اختلاف زیاد بین موقعیت‌های اسمی و واقعی، با اعمال موقعیت صحیح گیرنده‌ها، کیفیت بازتابنده‌های عمیق تر نیز افزایش می‌یابد.

۴. با وزن دهی مناسب معادلات موقعیت یاب می‌توان اثرات ناخواسته ی آینه‌ای و عدم تقارن در قرارگیری نقاط چشمه را خنثی نمود.

برای انجام مطالعاتی در راستای این پژوهش و در جهت کسب نتایج کامل تر موارد زیر پیشنهاد می‌گردد:

۱. استفاده از الگوهای برداشت عرضی و الگوهای متقارن تاثیر بسیار زیادی در افزایش دقت پاسخ نهایی خواهند داشت. به عبارت دیگر باید سعی شود حتی الامکان مسیر حرکت کشتی چشمه حالت تقریباً متقارنی نسبت به موقعیت گیرنده‌های لرزه‌ای داشته باشد. در بهترین حالت، چشمه‌ها به صورت حلقه‌ای در اطراف نقاط گیرنده قرار می‌گیرند.

۲. باید نقاط چشمه تا مسافتی بیشتر از ابتدا و انتهای خط گیرنده‌ها ادامه یابند تا بتوان موقعیت گیرنده‌های واقع شده در ابتدا و انتهای خط را با دقت بالایی به دست آورد.

۳. برای بهبود کیفیت مختصات نهایی محاسبه شده پیشنهاد می‌شود تا تعداد نقاط فعال چشمه به ازای هر گیرنده در عملیات پینگ افزایش یابد.

منابع

[۱] کمایستانی، احمد. "تعیین موقعیت هیدروفون‌ها در عملیات لرزه نگاری آبی - خاکی (TZ) و تاثیر آن در افزایش کیفیت داده ها".

کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران، موسسه ژئوفیزیک، ۱۳۸۸

[2] Zheng, Yang; Liu, Yunhao; "Quality of Trilateration: Confidence Based Iterative Localization". Hong Kong University of Science and Technology, 2008 Nakamura, N., 1996, Two-dimensional mixing, edge formation, and permeability diagnosed in an area coordinate: J. Atmos. Sci., **53**, 1524-1537.

[3] Zinn, Noel; "Method for Verifying The Location of an Array of Sensors". United States Patent, No.5,757,722, May 1998

[4] Zinn, Noel; "Modeling Velocity Gradients in an OBC, First - Break Positioning Algorithm". European Association of Geoscientists & Engineers, Geneva, May 1997

مطالعه تغییرات سرعت موج طولی و زمان رفت و برگشت موج با جابجائی سیال

اصغر نادری^۱، مصطفی حیدری^۲، ایرج مداحی^۳، ناصر کشاورز فرج خواه

^۱ پژوهنده، پژوهشگاه صنعت نفت *naderia@ripi.ir*

^۲ پژوهنده، پژوهشگاه صنعت نفت

^۳ پژوهنده، پژوهشگاه صنعت نفت

^۴ پژوهنده، پژوهشگاه صنعت نفت

چکیده

عوامل مختلفی از جمله نوع سیال داخل مخزن، تخلخل و شکل حفرات روی سرعت موج لرزه ای تأثیر می گذارند. با مطالعه تغییر سرعت موج لرزه ای با تغییر این پارامترها می توان شرایط مخزن را با گذشت زمان و تولید هیدروکربور به کمک داده های لرزه ای مورد مطالعه قرار داد. در این تحقیق ابتدا با کمک روابط کاستر و توکسوز شکل و درصد حفرات یک مخزن کربناته را به روش معکوس استخراج کرده و سپس مقدار و درصد تغییر سرعت موج لرزه ای و زمان رفت و برگشت موج در بازتاب کننده پائین مخزن با جابجائی سیال مورد مطالعه قرار گرفت. با مقایسه مقطع لرزه ای مصنوعی قبل و بعد از جابجائی سیال نشان می دهد که زمان رفت و برگشت موج در بازتاب کننده پائین مخزن در مقطع لرزه ای بعد از جایگزینی گاز بجای نفت نزدیک ۲۷ میلی ثانیه افزایش یافته است.

واژه های کلیدی: سرعت لرزه ای، سنگهای کربناته، شکل حفرات، فیزیک سنگ، کاستر و توکسوز، جابجائی سیال

Abstract

Velocities of seismic waves are controlled by various factors such as pore fluid type, porosity and pore shapes. Study of variation of seismic wave velocity in rocks with respect to these parameters through time and hydrocarbon production can be obtained by seismic analysis. In this study, shapes and percentage of pores were first inversely estimated using Kuster & Tuksuz formulation and amount and percentage of seismic velocity variations and two way travel time of seismic waves were calculated accordingly for base reflector of hydrocarbon reservoir. Comparison of synthetic seismic section before and after fluid substitution of gas for oil shows a 27 millisecond shift for base reflector.

۱ مقدمه

عوامل مختلفی مانند مشخصات سنگ مخزن، خواص سیال مخزن، شرایط تولید، تغییرات سیال، دما، فشار مخزن بر روی سرعت امواج لرزه ای تأثیر می گذارند تغییرات ایجاد شده در این عوامل در نتیجه تولید و جابجائی سیال در مخزن تولیدی، روی سرعت لرزه ای تأثیر می گذارد ممکن است این تغییرات به اندازه ای اندازه سرعت لرزه ای را کم یا زیاد کند که در مقطع لرزه ای بتوان بازتاب کننده پائین مخزن را جابجا کند. مدل‌های مختلفی در این خصوص ارائه شده که از این میان می توان به معادله گاسمن و کاستر توکسوز اشاره کرد.

سنگهای کربناته از یک طرف دارای سیستم حفرات پیچیده شامل: درون ذره ای، بین ذره ای، حفره ای، قالبی و ... هستند و از طرفی دیگر نتایج تحقیقات جدید نشان می دهد که سرعت های لرزه ای و نیز رابطه بین سرعتها و تخلخل به شدت تحت تأثیر نوع فضاهای خالی در سنگ قرار دارند به همین دلیل اعتبار معادله گاسمن در سنگهای کربناته نامشخص است و توسعه یک مدل فیزیک سنگ برای این نوع سنگها بسیار مشکل است. مدل‌های فیزیک سنگ تجربی بصورت گسترده - به دلیل ساده گی استفاده از آنها - در صنعت استفاده می شود، این مدلها نوعاً یک رابطه خطی بین تخلخل و سرعت های لرزه ای فرض می کنند و اغلب یک رابطه خوب بین یک خواص فیزیکی مانند نفوذپذیری و سرعت امواج به دست می آورند و در این حالت نفوذپذیری یک عامل مهم در کنترل سرعت در نظر گرفته می شود در حالی که سرعت به شدت توسط تخلخل کنترل می شود. می توان گفت که روابط تجربی تعداد بسیار محدودی از عوامل (معمولاً

کمتر از سه عامل) تاثیر گذار بر سرعت عبور امواج لرزه ای از سنگ را می‌توانند در نظر بگیرند. مدل کاستر - توکسوز (۱۹۷۴) می‌تواند چندین فاکتور و عوامل موثر مانند تخلخل، کانی شناسی، نوع حفره و سیال حفره را شامل شود. نوعاً این مدلها از نوع درجه یک هستند زیرا اثر متقابل بین حفرات را نادیده می‌گیرند و برای حالتی که سیال رقیق باشد معتبر هستند. از آنجایی که شکل فضاهای خالی تأثیر زیادی روی مدولهای الاستیکی و در نتیجه روی سرعت امواج می‌گذارد و معادله گاسمن نیز این پارامترها را بطور مستقل در نظر نمی‌گیرد ما مدل کاستر و توکسوز را برای مدل کردن تغییرات سرعت موج طولی لرزه ای ناشی از تغییرات سیال مخزن استفاده کردیم.

۲ روش تحقیق

براساس ارزیابی های پتروفیزیکی صورت گرفته مخزن مورد مطالعه عتداً از دولومیت‌های آهکی، آهکهای دولومیتی، آهک خالص، تشکیل شده است و از توسعه تخلخل خوبی بین ۱۱ تا ۱۵ درصد برخوردار است. تئوری و مدل‌های متعدد ارائه شده در مقالات و کتابها درباره خواص الاستیکی و غیر الاستیکی سنگ، هندسه منافذ (فضاهای خالی) را یک فاکتور مهم در مدول الاستیکی و میرایی موج لرزه ای می‌دانند. از میان هندسه فضاهای خالی، حفرات کروی خیلی پایدار هستند و تأثیر کمی روی میرایی دارند در حالی که ترکها با وجود اینکه معمولاً درصد کمی از فضاهای خالی را شامل می‌شوند ممکن است مدول الاستیکی مؤثر را بشدت کاهش داده و باعث میرایی زیاد و قابل توجه در امواج لرزه ای شوند (بچلی و همکاران ۲۰۰۵). برای مطالعه شکل و نوع فضاهای خالی از تکنیکهایی مانند مقطع نازک و سی تی اسکن استفاده می‌شود اگر چه این تکنیکها دقیق هستند و مطالعه بر روی نمونه های همان مخزن انجام می‌شود ولی بصورت نقطه ای بوده و تعداد نقاط کمی را شامل می‌شود. به همین دلیل ابتدا در این مطالعه با کمک مدلسازی معکوس رابطه کاستر و توکسوز شکل و درصد حفرات محاسبه شد (نادری و همکاران ۱۳۹۱) و سپس با تغییر سیال مدولهای عرضی، طولی و چگالی سنگ مخزن محاسبه و در ادامه سرعت امواج عرضی و طولی در مخزن با کمک روابط بین مدولهای عرضی و طولی محاسبه شدند. در نهایت پس از محاسبه نمودار چگالی و سرعت موج طولی با سیال جایگزین شده، مقطع لرزه‌ای مصنوعی تهیه شدند. در مخزن مورد مطالعه به منظور ازدیاد برداشت نفت، گاز درون مخزن تزریق می‌شود.

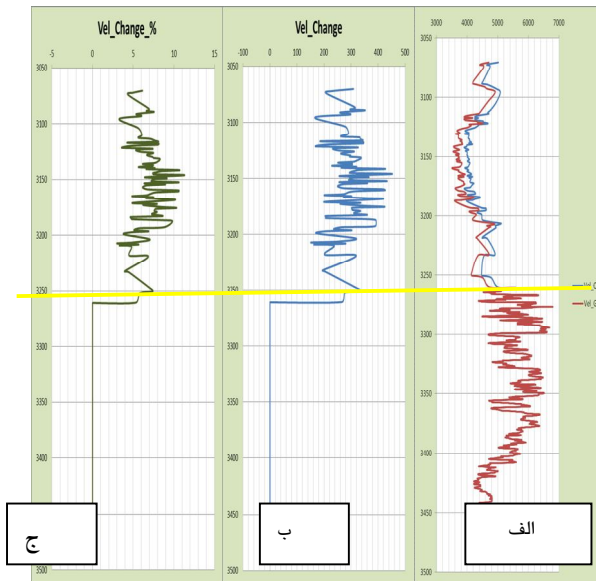
داده های اولیه مورد استفاده در این مطالعه نگارهای چاهی شامل تخلخل، صوتی و چگالی هستند که با کمک این دادهها و روابط فیزیک سنگی موجود، نگارهای سرعت امواج طولی و عرضی، مدولهای فشاری و برشی حالت اشباع نفت و خشک، مدولهای فشاری و برشی ماتریکس سنگ محاسبه شدند. بصورت خلاصه مراحل مختلف کار شامل موارد زیر می‌باشد:

۱. تعیین خواص الاستیکی (در دما و فشار مخزن) سیال شامل نفت درجا، آب موجود در مخزن و سیال تزریقی (گاز).
۲. محاسبه خواص الاستیکی سنگ مخزن در شرایط اولیه (اشباع از نفت) و ماتریکس سنگ مخزن (با کمک نگارهای چاهی و مراجع منتشر شده در کتابهای علمی و مقالات).
۳. مدلسازی نوع و درصد فضاهای خالی سنگ مخزن با کمک روابط کاستر و توکسوز.
۴. محاسبه تغییرات ایجاد شده در خواص الاستیکی سنگ مخزن با تغییر سیال به کمک روابط کاستر و توکسوز.
۵. محاسبه تغییرات ایجاد شده در خواص الاستیکی سنگ مخزن با تغییر سیال به کمک رابطه گاسمن

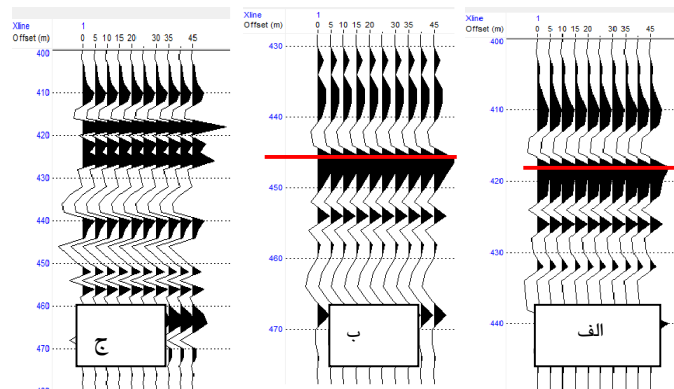
شکل ۱ نمودار سرعت موج طولی را قبل و بعد از تزریق گاز و مقدار و درصد تغییرات آن را با تغییر سیال نشان می‌دهد. این شکل به خوبی اثر سیال درون مخزن را بر روی این نمودار نشان می‌دهد. به دلیل اینکه در سازند پائین

مخزن جابجائی سیال صورت نگرفته است لذا مقادیر سرعت تغییری نکرده و نمودارهای آنها دقیقاً روی هم افتاده است. شکل ۲-الف مقطع لرزه ای مربوط به مخزن قبل از تولید (شرایط اولیه) و شکل ۲-ب مقطع لرزه ای مربوط به مخزن پس از تولید و جایگزین شده گاز بجای نفت را نشان می دهند.

همانگونه که با مقایسه این دو شکل دیده می شود وقتی گاز جای نفت می نشیند زمان رفت و برگشت موج بیشتر شده و بازتابنده پائین مخزن، پائین تر دیده می شود. در این بازتابنده پائین مخزن از زمان ۴۲۰ میلی ثانیه به نزدیک زمان ۴۴۷ میلی ثانیه انتقال یافته است. پائین افتادگی بازتابنده پائین مخزن تقریباً برابر ۲۷ میلی ثانیه است که به دلیل کاهش سرعت موج طولی در مخزن با جایگزینی گاز بجای نفت می باشد. علاوه بر تغییر زمان رفت و برگشت موج، تغییر سیال باعث تغییر دامنه بخصوص در دورافتهای زیاد می شود که در این شکلها قابل مشاهده است.



شکل ۱. مقایسه تغییرات سرعت موج طولی با جابجائی سیال بر حسب متر بر ثانیه. الف) منحنی آبی قبل و قرمز بعد از جابجائی سیال را نشان می دهد.



شکل ۲. مقطع لرزه ای زمانی الف) قبل و ب) بعد از تزریق گاز بمنظور تولید نفت و ج) اختلاف آنها

۳ نتیجه گیری

مطالعه تغییرات ایجاد شده در سرعت موج لرزه ای در مخزن مورد مطالعه با تزریق گاز به منظور تولید نفت و جابجائی ایجاد در سیال نشان می دهد که مقدار تغییر ایجاد شده در موج تراکمی به اندازه ای است که تأثیر آن را می توان در مقطع لرزه ای بصورت افزایش زمان رفت و برگشت بازتابنده پائین مخزن مشاهده کرد و می توان نتیجه گرفت که با برداشت مجدد داده لرزه ای در این میدان تغییرات ایجاد شده در مخزن در نتیجه گذشت زمان و تولید نفت را مورد

مطالعه قرار داده و محل یا محلتهائی از مخزن که نفت از آن تولید نشده را از قسمتهای تولید شده تفکیک کرده و برای قسمتهای تولید نشده برنامه ریزی صحیحی انجام داد

منابع

- نادری، ا.، حیدری، م.، مداحی، ا.، کشاورز، ن.، ۱۳۹۱، مدل سازی معکوس با استفاده از روابط کاستر و توکسوز جهت تخمین درصد حفره ها و نوع آنها در سنگهای کربناته: مجله زمین شناسی نفت ایران، ۲، (۱)، ۱-۱۵.
- Baechlie. G. T., Massafarro. J.L., Sun.Y.F., May 2005, Changes of shear moduli in carbonate rocks: Implications for Gassmann applicability: The Leading Edge, 507-510
- Kuster, Guy T. and M. Nafi Toksoz, 1974, Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media: part 1. Theoretical formulations, Geophysics, 39, 587-

تعیین مدل پراکندگی رخساره‌های مخازن کربناته به روش وارون‌سازی بیزین

صادق کریم‌پولی^{۱*}، حسین حسنی^۲، مجید نبی بیده‌ندی^۳، حسین خوشدل^۴، علیرضا ماله‌میر^۵

^{۱*} نویسنده سخنران: دانشجوی دکترا، دانشگاه صنعتی امیرکبیر s.karimpouli@aut.ac.ir

^۲ دانشیار دانشگاه صنعتی امیرکبیر hhassani@aut.ac.ir

^۳ استاد موسسه ژئوفیزیک دانشگاه تهران mnbhendi@ut.ac.ir

^۴ شرکت مدیریت اکتشاف نفت ایران hkhoshdel@yahoo.com

^۵ دانشیار دانشگاه آپسالا سوئد alireza.malehmir@geo.uu.se

چکیده

در این مطالعه، از روش وارون‌سازی بیزین داده‌های لرزه‌ای جهت تعیین مدل‌های دو بعدی و سه بعدی توزیع و پراکندگی رخساره‌های مخزن در بخش کوچکی از میدان گازی پارس جنوبی استفاده شده است. براساس این مطالعه، تخلخل، فاکتور انعطاف‌پذیری ساختاری (که بیش از مقدار تخلخل به نوع تخلخل وابسته است) و مدول حجمی سیال، می‌توانند به عنوان مناسب‌ترین پارامترهای پتروفیزیکی جهت مطالعه رخساره‌های مخازن کربناته معرفی گردند. بنابراین، با برازش یک توزیع سه مولفه‌ای مختلط گوسی به روی داده‌ها در فضای سه متغیره این پارامترها رخساره‌های مطلوب، نامطلوب و انتقالی در این مخزن تعریف شدند. نتایج وارون‌سازی رخساره‌ها در امتداد چاه نشان‌دهنده دقت ۶۷ درصدی این روش است. همچنین نتایج سه بعدی، دو واحد $K2$ و $K4$ را به عنوان واحدهای با کیفیت مخزنی مناسب معرفی می‌کند، که مورد تایید مطالعات قبلی نیز است.

واژه‌های کلیدی: مخازن کربناته، پراکندگی رخساره، وارون‌سازی بیزین، میدان گازی پارس جنوبی

Modeling of Bayesian facies prediction in the carbonate reservoirs

Sadegh Karimpouli¹, Hossein Hassani², Majid Nabi-Bidhendi³,
Hossein khoshdel⁴, Alireza Malehmir⁵

¹ PhD student, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran.

² Associate professor, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran.

³ Professor, Institute of Geophysics, University of Tehran, Tehran, Iran.

⁴ Exploration Directorate, NIOC, Tehran, Iran.

⁵ Associate professor, Uppsala University, Sweden.

Abstract

In this study, Bayesian facies inversion of seismic data were used for 2D and 3D modeling of facies distribution along reservoir zone of a small part of the South-Pars field. According to this study, porosity, frame flexibility factor which is more related to pore type structure than porosity and bulk modulus of fluid were introduced as the most proper petrophysical parameters for facies prediction in carbonate type reservoirs. In this reservoir, fitting a three component Gaussian mixture distribution on well data in three variable space of petrophysical parameters allowed us to define favorable, unfavorable and transition facies. Inversion results showed the accuracy of 67% to predict of favorable facies. Moreover, 3D results revealed that K2 and K4 are high quality reservoir levels which are confirmed by previous studies.

Key words: Carbonate reservoirs, facies distribution, Bayesian inversion, South-Pars gas field

۱ مقدمه

تخمین پارامترها، ویژگی‌ها و خصوصیات مخازن هیدروکربنی و آگاهی از توزیع فضایی آنها ضمن ارزیابی عدم

قطعیتهای مربوطه، هم در فاز اکتشاف و هم در فاز تولید و توسعه مخزن ضمن کاهش ریسک نقش بسزایی در تصمیم‌گیری‌های آتی و مدیریت این منابع دارد. داده‌های لرزه‌ای، پاسخ مشخصی از یک نوع لیتولوژی و یا سیال خاص نیست، بلکه حاوی اطلاعاتی از سنگ کل (تلفیقی از سنگ و سیال) و یا به عبارتی رخساره است. وارون‌سازی بیزین رخساره از جمله روش‌های متداول و مرسوم است که علاوه بر تخمین رخساره‌ها از روی داده‌های لرزه‌ای، مقدار عدم قطعیت این تخمین‌ها را نیز به صورت کمی ارائه می‌نماید.

بولاند و آمره در سال ۲۰۰۳، از روش‌های تحلیلی خطی برای وارون‌سازی بیزین پارامترهای کشسان سنگ مخزن استفاده نمودند. بولاند و همکاران این مطالعه را در سال ۲۰۰۸ برای تعیین رخساره‌های مخزن گسترش دادند. گرانا و دلاروسا (۲۰۱۰) مباحث کامل‌تری در مخازن ماسه‌سنگی ارائه کردند. کریم‌پولی و همکاران (۲۰۱۳ الف و ب) ضمن تغییر پارامترها و مدل‌های پتروفیزیکی، این گونه روش‌ها را جهت استفاده در مخازن کربناته بهبود بخشیدند. در این مطالعه، ابتدا رابطه عمومی وارون‌سازی بیزین رخساره شرح داده می‌شود. سپس، مشکلات مخازن کربناته مورد بحث قرار گرفته و پارامترهای مناسب معرفی می‌گردند. در پایان نتایج پیاده‌سازی این روش روی بخش کوچکی از داده‌های مخزن گازی میدان پارس جنوبی ارائه می‌شود.

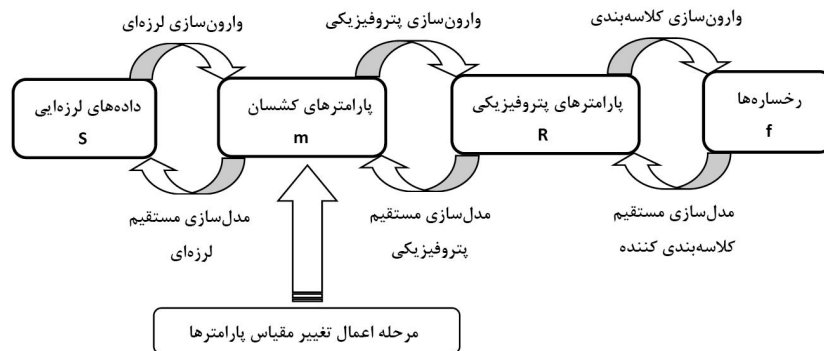
۲ روش تحقیق

۲-۱ روش وارون‌سازی بیزین رخساره

فرض کنید S_z پاسخ لرزه‌ای برداشت شده در سطح، m ماتریس پارامترهای کشسان سنگ کل مانند سرعت‌ها یا مقاومت‌های لرزه‌ای، R ماتریس پارامترهای پتروفیزیکی مانند تخلخل، اشباع از آب و غیره و f رخساره مورد نظر باشد. احتمال رخداد یک رخساره در عمق z به شرط پاسخ لرزه‌ای مشاهده شده را می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$P(f_z | S_z) \propto \prod_z P(f_z | f_{z-1}) \int \int \int P(R | f_z) P(R | m^w) P(m^w | m^s) P(m^s | S_z) dR dm^w dm^s \quad (1)$$

در رابطه (۱)، اندیس‌های w و s بیان‌گر مقیاس داده‌ها به ترتیب در چاه و داده‌های لرزه‌ای است. برای درک بهتر این رابطه، بیان تصویری آن در شکل ۱ آمده است.



شکل ۱. نمایش روابط مستقیم و معکوس میان رخساره‌ها، پارامترهای پتروفیزیکی، پارامترهای کشسان و داده‌های لرزه‌ای (تصحیح شده از کریم‌پولی و همکاران ۲۰۱۳ ب).

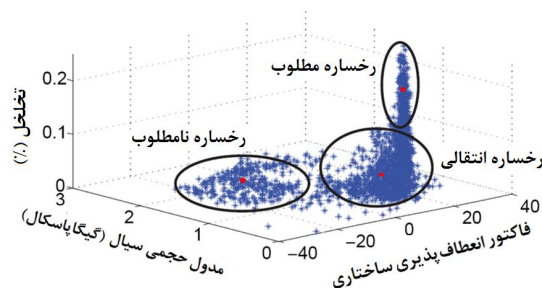
۲-۲ پارامترهای مناسب پتروفیزیکی در مخازن کربناته

در اهمیت انتخاب پارامتر پتروفیزیکی مناسب باید به سه نکته اشاره نمود. اول آن که پاسخ لرزه‌ای لرزه‌ای مبهم سنگ‌های کربناته محصول مستقیم این پارامترها هستند. دوم، انتخاب مدل‌های پتروفیزیکی که در محاسبات تخمین رخساره مورد نیازند، به طور مستقیم تحت تاثیر این پارامترها هستند و سوم، اهمیت توزیع داده‌ها در فضای پارامترهای پتروفیزیکی است که اساس تعریف رخساره را تشکیل می‌دهد.

مطالعات زیادی (آنسلمتی و ابرلی ۱۹۹۹، آسفا و همکاران ۲۰۰۳، آدام و همکاران ۲۰۰۶)، نشان دادند که تغییرات زیاد سیستم تخلخل و به عبارت دیگر نوع تخلخل می‌تواند توجیه‌کننده مناسبی برای ابهامات موجود در رفتار لرزه‌ای سنگ‌های کربناته باشند. سان (۲۰۰۴) فاکتور انعطاف‌پذیری ساختاری را به عنوان پارامتری پتروفیزیکی که بیش از تخلخل به نوع تخلخل و سرعت موج در محیط بستگی دارد، معرفی نمود. جهت تعیین نوع سیال نیز مدول حجمی سیال به دو دلیل پارامتر مناسبی به نظر می‌رسد. اول آن که مدل‌های پتروفیزیکی به آن وابسته هستند. دوم، جوامع آماری داده‌های چاه با استفاده از این پارامتر جدایش بیشتری نسبت به پارامتر اشباع از آب نشان می‌دهند که جهت تعریف رخساره بسیار مناسب است. بنابراین تخلخل، فاکتور انعطاف‌پذیری ساختاری و مدول حجمی سیال به عنوان سه پارامتر پتروفیزیکی اصلی و تاثیرگذار در تخمین رخساره مخازن کربناته معرفی می‌گردند.

۳-۲ مورد مطالعاتی

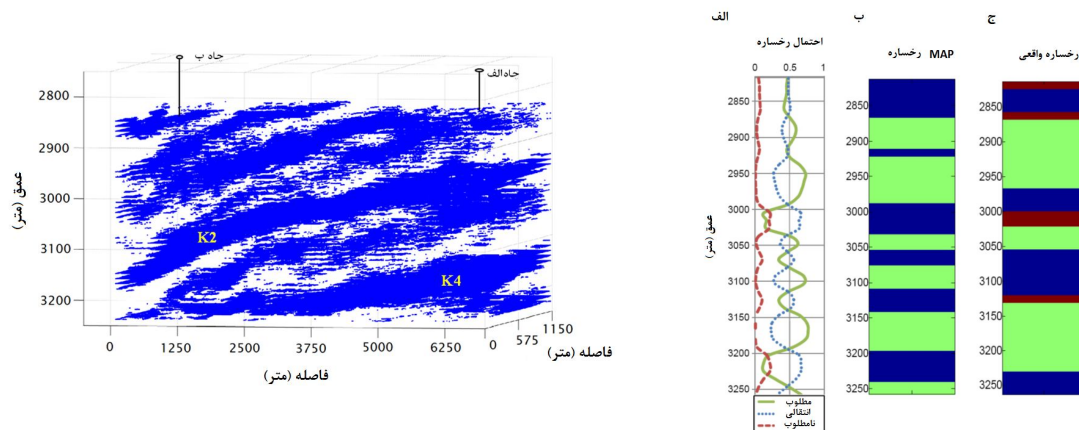
میدان گازی پارس جنوبی در جنوب خلیج فارس، به عنوان بزرگترین مخزن گازی جهان از اهمیت استراتژیک ویژه‌ای برخوردار است. این میدان در فراساحل ایران، قسمتی از کمان قطر-پارس جنوبی است و به نظر می‌رسد که در زمان ریفت نجد با سن کامبرین پیشین تشکیل شده است. اصلی‌ترین مخازن گازدار این میدان، سازندهای دالان و کنگان به ترتیب با سن پرمین فوقانی و تریاس زیرین با توالی کربناته-تبخیری می‌باشند. در بخش مخزنی، کنگان به دو زیرعضو مخزنی $K1$ و $K2$ تقسیم می‌شود و دالان خود به چهار زیرعضو $K3$ ، $K4$ ، $K5$ تقسیم می‌شود که $K3$ و $K4$ واحدهای مخزنی هستند. لیتولوژی غالب در بخش مخزنی دولومیت، آهک و تا حدودی انیدریت می‌باشد. محاسبه فاکتور انعطاف‌پذیری ساختاری نشان داد که سه نوع ساختار تخلخل توسط این پارامتر از هم تشخیص داده می‌شوند؛ ۱. تخلخل حفره‌ای و شکستگی‌ها. ۲. ترک‌ها و ریزش‌کستگی‌ها و ۳. ریزتخلخل‌ها. در ادامه، تعریف رخساره‌ها براساس پراکندگی داده‌ها در فضای پارامترهای پتروفیزیکی مخزن صورت پذیرفت. شکل ۲ نمودار پراکندگی داده‌ها در فضای سه بعدی تخلخل، فاکتور انعطاف‌پذیری ساختاری و مدول حجمی سیال می‌باشد. با برازش یک توزیع مختلط گوسی با سه مولفه می‌توان سه رخساره مطلوب، نامطلوب و انتقالی را تعیین نمود. رخساره مطلوب با مقدار بالای تخلخل نوع (۱) و سیال محتوی گاز، بیان‌گر مناطقی از مخزن با کیفیت بالا به شمار آمده و به نقشه درآوردن آن هدف نهایی مطالعات اکتشافی است.



شکل ۲. پراکندگی داده‌ها در فضای پارامترهای پتروفیزیکی مخزن. رخساره‌های مطلوب، نامطلوب و انتقالی ضمن استفاده از توزیع مختلط گوسی با سه مولفه (دوایر قرمز) امکان‌پذیر می‌باشد (تصحیح شده از کریم‌پولی و همکاران ۲۰۱۳ ب).

نتایج تخمین رخساره در امتداد چاه شکل ۳ آمده است. رخساره مطلوب که هدف اصلی اکتشاف است، با دقت نسبتاً خوبی و در ۶۷٪ موارد درست تخمین زده شده که از نقطه نظر آماری کاملاً معنی‌دار و بوده در سطح قابل اعتمادی قرار دارد. یکی از ویژگی‌های مناسب این روش آن است که براساس ردلرزه است. از این رو دستیابی به حتی مدل‌های سه بعدی به سهولت امکان‌پذیر است. این کار برای داده‌های حاضر انجام شده و در شکل ۴ نشان داده شده است. با توجه به این شکل، چگالی پراکندگی رخساره مطلوب در دو لایه بیشتر بوده که براساس عمق، به لایه‌های $K2$

و $K4$ تفسیر می‌شوند. این تفسیر با مطالعات قبلی مخزن تطابق کاملی نشان می‌دهد که در آن از این دو لایه به عنوان لایه‌هایی با کیفیت مناسب مخزنی نام برده شده است.



شکل ۳. نتایج نهایی برای تخمین رخساره در چاه الف (سبز):

رخساره مطلوب، قرمز: رخساره نامطلوب و آبی: رخساره انتقالی).

الف- نمودار احتمال شرطی رخداد رخساره، ب- بیشینه مقدار توزیع

پسین و ج- رخساره‌های واقعی (تصحیح شده از کریم‌پولی و

همکاران ۲۰۱۳ ب).

شکل ۴. مدل سه بعدی پراکندگی رخساره مطلوب در محدوده مخزنی

(تصحیح شده از کریم‌پولی و همکاران ۲۰۱۳ الف).

۳ نتیجه‌گیری

از آنجایی که پاسخ لرزه‌ای زمین محصول رفتار حجمی سنگ (مجموع نوع لیتولوژی و نوع سیال) است، پراکندگی رخساره گازی در مخزن مورد نظر قرار گرفت. در این مطالعه تخلخل، فاکتور انعطاف‌پذیری ساختاری و مدول حجمی سیال به عنوان پارامترهای پتروفیزیکی مناسب برای تعریف رخساره در مخازن کربناته معرفی شد و جهت تعیین پراکندگی آن از روش وارون‌سازی بیزین استفاده گردید. نتایج نشان داد که این روش در حدود ۶۷٪ رخساره مطلوب را به درستی پیش‌بینی می‌نماید. همچنین، تعمیم این نتایج در مدل‌های دو و سه بعدی حاکی از معرفی لایه‌های $K2$ و $K4$ به عنوان لایه‌هایی با ویژگی‌های مخزنی مناسب بوده که تطابق مناسبی با مطالعات قبلی دارد.

منابع

- Adam, L., Batzle, M., and Brevik, I., 2006. Gassman's fluid substitution and shear modulus variability in carbonates at laboratory seismic and ultrasonic frequencies. *Geophysics*, **71**, F173-F183.
- Anselmetti, F. S., and Eberli, G. P., 1999. The velocity-deviation log: a tool to predict pore type and permeability trends in carbonate drill holes from sonic and porosity or density logs. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **83**, 450-466.
- Assefa, S., McCann, C., and Sothcott, J., 2003. Velocities of compressional and shear waves in limestone. *Geophysical Prospecting*, **51**, 1-13.
- Buland, A., and Omre, H., 2003. Bayesian linearized AVO inversion. *Geophysics*, **68**, 185-198.
- Buland, A., O. Kolbjørnsen, R. Hauge, O. Skjæveland, and K. Duffaut., 2008. Bayesian lithology and fluid prediction from seismic pre-stack data. *Geophysics*, **73**, C13-C21.
- Karimpouli, S., Hassani, H., Malehmir, A., Nabi-Bidhendi, M., and Khoshdel, H. 2013(a). Understanding the fracture role on hydrocarbon accumulation and distribution using seismic data: A case study on a carbonate reservoir from Iran. *Journal of Applied Geophysics*, **96**, 98-106.
- Karimpouli, S., Hassani, H., Nabi-Bidhendi, M., Khoshdel, H., and Malehmir, A., 2013(b). Application of probabilistic facies prediction and estimation of rock physics parameters in a carbonate reservoir from Iran. *Journal of Geophysics and Engineering* **10**, 015008.
- Grana, D., and Della Rossa, E., 2010. Probabilistic petrophysical-properties estimation integrating statistical rock physics with seismic inversion. *Geophysics*, **75**, O21-37.
- Sun, Y. F., 2004. Effects of pore structure on elastic wave propagation in rocks, AVO modeling. *Journal of Geophysics and Engineering*, **1**, 268-276.

Comparison of Advanced Seismic Attributes for Lithofacies Discrimination: A Petrophysics Perspective

Haleh Karbalaali¹, Mohammad Ali Riahi²

haleh_karbalaali@yahoo.com¹ Petroleum University of Technology,
mariahi@ut.ac.ir² University of Tehran,

ABSTRACT

Attribute analysis is considered to be an important step in any seismic reservoir characterization study. Diverse attributes can be investigated in order to obtain a thorough view over the characteristics of different reservoir lithofacies. The choice of drilling new locations or development planning of the existing wells relies critically on the results acquired in this stage. In this study, Lamé parameters of incompressibility and rigidity, Poisson Impedance and Poisson Dampening Factor are analyzed to compare their effectiveness in discriminating lithofacies at the only well available in the study area. The result of Poisson Impedance and lamé parameters crossplot analysis were consistent. Moreover, crossplot of Poisson Dampening Factor respect to Poisson Impedance can be used to determine the quality of the reservoir.

Key words: Poisson Impedance, Poisson Dampening Factor, Lamé Parameters, Attribute analysis.

INTRODUCTION

Goodway et al. proposed lamé parameters as an effective tool for identifying different lithofacies. Zhou and Hilterman (2010) deduced that clusters of different lithofacies have larger separation in $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ crossplot than in AI-SI space. These attributes are defined as:

$$\lambda\rho = AI^2 - 2 * SI^2 \quad (2)$$

$$\mu\rho = SI^2 \quad (3)$$

Where λ , μ , AI and SI are incompressibility, rigidity, Acoustic Impedance and Shear Impedance, respectively.

Poisson Impedance, PI, is comparatively a modern attribute which unite the benefits of Poisson Ratio (ν) and density into a unique attribute (Quakenbush et al., 2006). Crossplot of Acoustic Impedance versus Shear Impedance fails to delineate different lithofacies; however, by an efficient rotation of the crossplot this goal is achieved. The constant C determines the amount of rotation (Prakash et al., 2012). The following formula defines Poisson Impedance:

$$PI = AI - C * SI \quad (4)$$

Poisson Dampening Factor (PDF) was the offspring of Poisson Impedance introduced by Mazumdar (2007). It was shown that PDF has higher sensitivity to hydrocarbon pore volume as compared to PI and that the distribution of gas sands in PDF space is much broader than in PI space (Mazumdar, 2007). PDF is defined according to the following equation:

$$\sigma = PI * PDF \quad (5)$$

The focus of this paper is on the application of Poisson Impedance, Poisson Dampening Factor (PDF) and lamé parameters of incompressibility and rigidity to discriminate productive zone of the reservoir with a petrophysics perspective with the only well data available. However, the rock and fluid properties obtained at the well location can be generalized deterministically or statistically to the whole seismic volume of study in case of appropriate well to seismic tie (Pelletier and Gunderson, 2004).

METHODOLOGY

After the well logs are environmentally corrected, Elastic Impedance, Poisson Impedance, PDF, $\lambda\rho$ and $\mu\rho$ logs are generated at the well location. The constant C used in the Poisson Impedance

formula is determined as the reciprocal of the slope of the crossplot of SI versus AI. As it is clear from Figure 1, the slope of the regression line is 0.67 hence the C value will be 1.49. In the next step, different attribute crossplots are analyzed to determine the most prominent attribute for detailed lithofacies characterization.

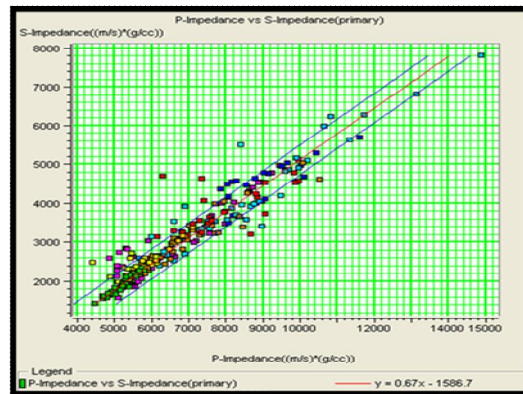


Figure 1. The crossplot of P-Impedance versus S-Impedance at the well location. The slope of the regression line is 0.67 so the C value is 1.49.

RESULTS

The crossplot of Lambda-Rho versus Mu-Rho at the well location is depicted in Figure 2. The color key is volume of clay. The blue color depicts Hydrocarbon bearing sandstones, the green shows tight sandstones and pink is shale. Figure 3 shows the selected zones as a function of depth.

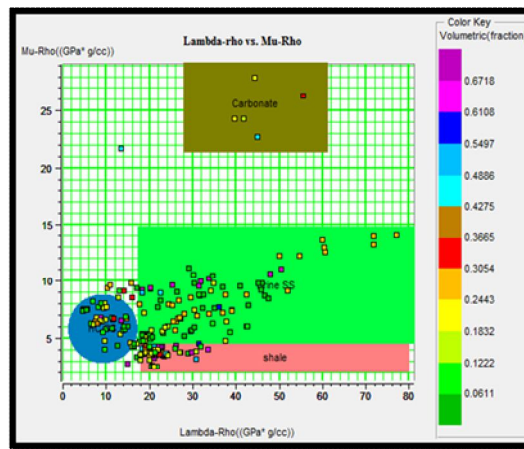


Figure 2. The crossplot of Lambda-Rho versus Mu-Rho at the well location.

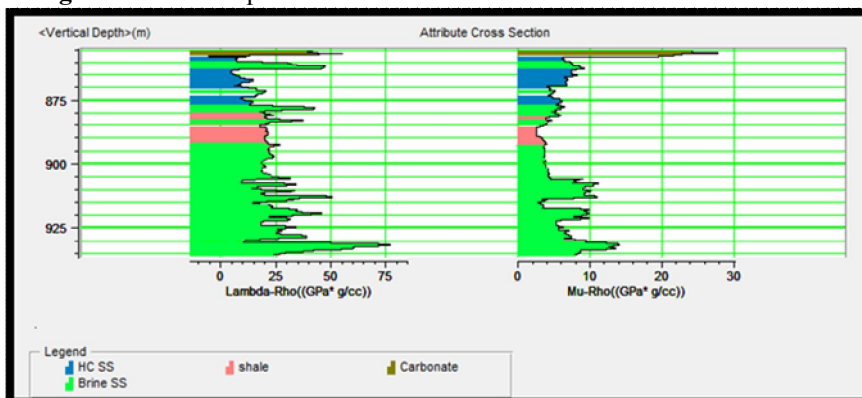


Figure 3. Different zones depicted as a function of depth at the well location.

Crossplot of Poisson Impedance versus depth is displayed in Figure 4. The color key is volume of clay. The blue color is hydrocarbon sandstone, the pink is shale and the green is tight sandstone. Figure 5 illustrates the separated zones of the crossplot as a function of depth.

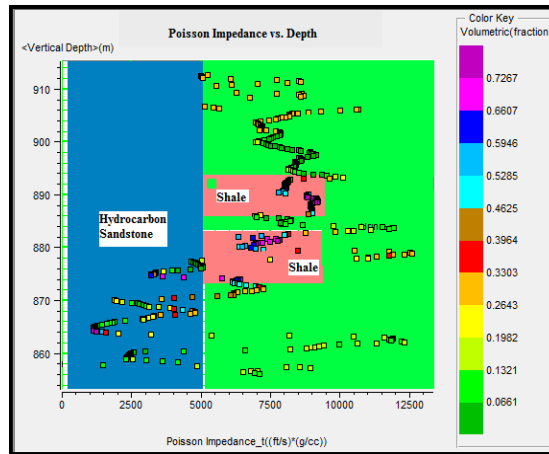


Figure 4. The crossplot of Poisson Impedance versus depth at the well location.

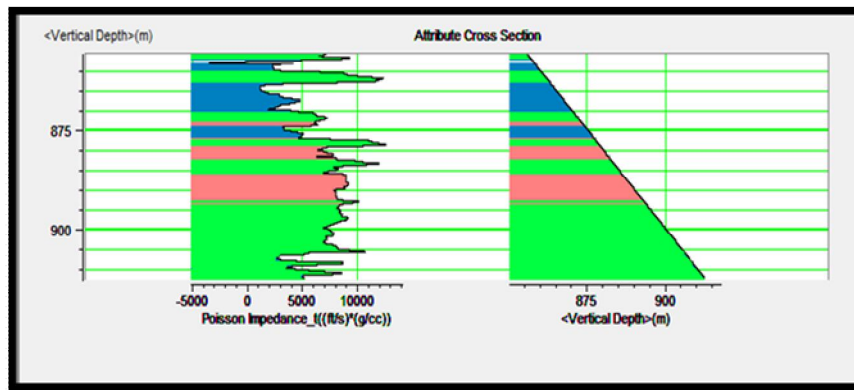


Figure 5. The selected zones as a function of depth at the well location. .

The crossplot of PDF versus Poisson Impedance at the well location is shown in Figure 6. The color key is water saturation. Note the decrease in Poisson Impedance is attributed to the decrease in density which in turn the existence of reservoir. The higher the PDF value the cleaner the reservoir, i.e., the higher the reservoir quality.

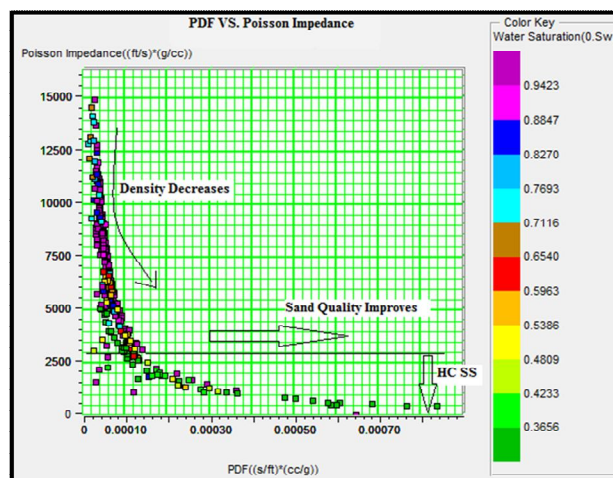


Figure 6. The crossplot of PDF versus Poisson Impedance at the well location.

CONCLUSION

The result of $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ crossplot analysis was consistent with the crossplot of Poisson Impedance with depth. The major conclusion that can be drawn here is that Poisson Impedance is inherently a perfect attribute for lithofacies discrimination which does not need to be crossplotted against a second attribute to give results. However, famous $\lambda\rho$ and $\mu\rho$ attributes needed to be used simultaneously in order to get desirable results. Moreover, the crossplot of PDF versus Poisson Impedance was revealed to be an outstanding tool for reservoir quality determination. In other words, PDF is a more robust attribute than Poisson Impedance in delineating clean reservoir zones. Litho-fluid properties obtained at the well location can be generalized deterministically or statistically through the whole volume of study providing optimum well to seismic tie.

REFERENCE

- Goodway B., Chen T. and Downton J., 1997, Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters, 67th SEG International Annual Meeting, 183-186.
- Mazumdar P., 2007, Poisson Dampening Factor, The Leading Edge, Vol. 26, No. 7, 850-852.
- Pelletier, H. and Gunderson, J., Application of rock physics to an exploration play: A carbonate case study from the Brazeau river 3D, The Leading Edge, Vol. 24, No. 5, p. 516-519, 2005.
- Prakash P., Singh S.K., Chetia B., Chaudhuri P.K., Mohan S., and Das S.K., 2012, Application of Advanced tools for reservoir characterization-EEI and Poisson Impedance: a case study, GEOHORIZONS, January 2012, 50-55.
- Quakenbush M., Shang B. and Tuttle C., 2006, Poisson Impedance, The Leading Edge, Vol. 25, No. 2, 128-138.
- Zhou Z., and Hilterman J.F., 2010, A comparison between methods that discriminate fluid content in unconsolidated sandstone reservoirs, Geophysics, 75, 47-58.

Reflectivity template, a new approach in the hydrate resources appraisal

Behnam Hosseini Shoar¹, Abdolrahim Javaherian^{1,2} Nasser Keshavarz Farajkhah³ and Mojtaba Seddigh Arabani⁴

¹Department of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology, b.hosseini@aut.ac.ir

²Formerly, Institute of Geophysics, University of Tehran

³Exploration and Production Research Center, Research Institute of Petroleum Industry

⁴Department of Geophysics, Exploration Directorate, National Iranian Oil Company

ABSTRACT

The occurrence of a bottom simulating reflector (BSR) in 2-D seismic data of Makran accretionary prism reveals the presence of hydrate resources on offshore Iran. According to the global distribution of marine hydrates, they are widely present in deep sea sediments where high operational costs and hazards cause a lack of well log information. Therefore, developing a tool to quantify the hydrate resources with seismic data would be an ultimate goal for unexplored regions. Reflectivity templates (RT) were introduced in this study for quantification of the hydrate and free gas near the BSR. These RTs are intuitive crossplots of P- and S-impedance contrasts across the BSR. They are theoretically calculated based on the effective medium theory (EMT) for different hydrate distribution modes with some assumptions about porosity and mineralogical composition of unconsolidated sediments. This technique will suggest the possibility of using the AVO analysis of the BSR for a quantitative interpretation when well log data is not available. By superimposing the AVO-derived P- and S-impedance contrasts on these RTs, the saturations of the hydrate and free gas could be estimated. The results of using this approach for a 2-D marine PSTM data showed that 4 to 28% of the gas hydrate and 1 to 2% of the free gas are accumulated near the thrust-ridge and thrust-footwall types of BSRs in Iran deep sea sediments.

Key words: gas hydrate, BSR, rock physics, effective medium theory (EMT), AVO analysis, reflectivity template (RT)

INTRODUCTION

There are two main issues that concern the exploration scientists about hydrate resources. First, where is a high concentrated accumulation of gas hydrates and free gases located? Second, how much are they? Marine gas hydrates are mainly studied through a seismic indicator, bottom simulating reflector (BSR). Carefully analyzed seismic indicators, such as amplitude blanking and bright spot along with BSR could be useful and serve preliminary information for selecting prospective resources. Also, the AVO analysis of the BSR could be regarded as a hydrate and free gas indicator and was used for a qualitative study (Fohrmann and Pecher, 2012). To answer the second question, several indirect approaches have been developed to appraise hydrate and free gas saturations using seismic data. Most of them involve translating the seismic velocities to the saturations using rock physics theories (Lu and McMechan, 2004). They are applicable where layer's seismic properties are provided. Others use the AVO analysis, independently (Muller et al., 2007) or along with other methods (Ojha and Sain, 2008) to quantify the hydrate and free gas saturations. These methods can render the AVO analysis to become quantitative.

The present study introduces an intuitive crossplot of BSR's P- and S-impedance reflectivities, which is called a reflectivity template (RT), as a quantifying approach in unexplored area. This approach compares estimated P- and S-impedance reflectivities from AVO inversion of BSR with those values theoretically calculated from the effective medium theory (EMT) to quantify the gas hydrate and free gas near the BSR. For a more reliable quantification by solving an S- to P-wave velocity ratio problem, the model parameter definition in the AVO inversion was modified. The provided templates were used to appraise a hydrate resource in Iranian unexplored deep sea.

Reflectivity template (RT)

For the low incidence angle ($\theta < 35^\circ$), Fatti et al. (1994) have rewritten the offset dependent reflection coefficient in terms of P-impedance reflectivity ($R_I = \Delta I/I$) and S-impedance reflectivity ($R_J = \Delta J/J$) as follows:

$$R_\theta = \frac{1}{2} R_I (1 + \tan^2 \theta) - 4 R_J \left(\frac{\beta}{\alpha}\right)^2 \sin^2 \theta, \quad (1)$$

where α is the average of P-wave velocities and β is the average of S-wave velocities across the interface. The reflectivity templates are intuitive crossplots of the linearized approximation reflectivities. First step in modeling RT for the BSR is to calculate the elastic properties of the hydrate and free-gas bearing layers for several saturation values, using EMT constrained by a reasonable assumption about the geology and compactional trend. The key assumptions are mineralogical constituents, porosity and burial depth. EMT considers that the gas hydrate can grow within the porous media in four identifiable micro modes, here called modes 1 to 4. The next step is to calculate the relative contrasts in Equation (1). For each RT, the gas saturation, the hydrate saturation and the distribution mode of the hydrate are the only parameters that can be changed. Other parameters that are site specific and depend on the local geological situation are kept constant.

An estimation of R_I and R_J using the AVO inversion of Fatti et al. (1994) relation requires an S- to P-wave velocity ratio. Therefore, the deviation of the assumed ratio from the actual one affects the R_J estimation. In an unexplored area, with no accurate S- to P-wave velocity ratio, modifying the model parameter definition in Equation (1) in the AVO inversion could be an alternative way to overcome the problem. In this regard, a new model parameter or scaled R_J , denoted by R_J^{scaled} , is defined. Therefore, Equation (1) can be rewritten as

$$R_\theta = \frac{1}{2} R_I (1 + \tan^2 \theta) - R_J^{\text{scaled}} \sin^2 \theta. \quad (2)$$

Real data examples

The study area is the Iranian part of Makran accretionary prism, which is an unexplored region, with no wells in offshore. A qualitative study by Hosseini Shoar et al. (2009) verified the occurrence of the hydrate in the area due to the presence of BSRs and other indicators. Figure 1 shows the PSTM section along the West-East line between CRPs 11150 to 15900. There are clear thrust-ridge and thrust-footwall types of BSR at about 2450 to 2700 ms TWT.

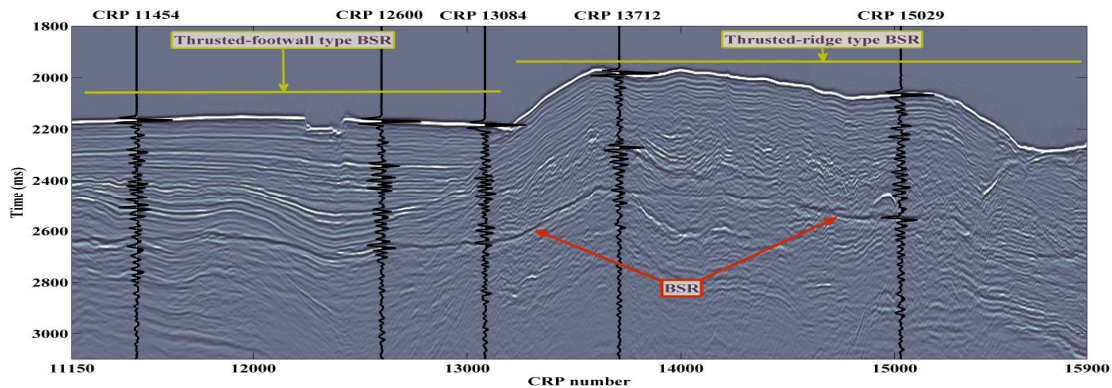


Figure 1. A seismic section along the East-West seismic line in the Makran accretionary prism showing the BSR on thrust-ridge and thrust-footwall type structures. Individual wiggle traces illustrate the positions of the representative CRP gathers for the RT analysis.

Figure 2 displays five representative CRP gathers (11454, 12600, 13084, 13712 and 15029), estimated incidence angles and their amplitude variation versus angle (AVA) for the BSR. It is observed that all CRP gathers in this figure show an AVO class IV except for CRP 15029 which shows an AVO class III for the BSR. These AVO behaviors could be attributed to the effect of the hydrate on the sediment S-wave velocity (Castagna et al. 1998). For cementing modes, the hydrates cement the grains and increase the S-wave velocity above the BSR, thus producing an AVO class IV, whereas non-cementing hydrates do not alter the S-wave velocity significantly and produce an AVO class III (or II). These AVO responses are used for selection of a proper RT based on different hydrate distribution modes.

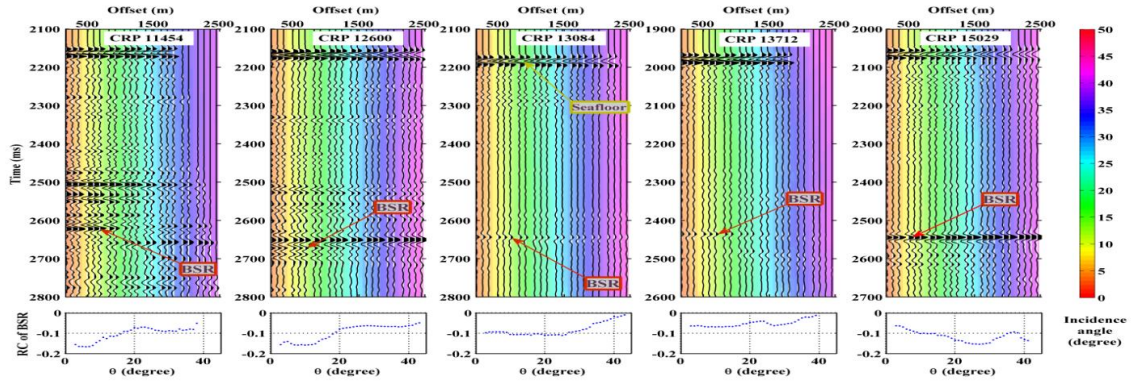


Figure 2. Five representative CRP gathers and their AVA for the BSR. The colored background shows the incidence angles for each offset and time. Their AVO classes are applicable for selection of the proper RT based on the hydrate distribution modes. The positions of the CRPs are shown in Figure 1.

For the AVO inversion, the amplitude data up to a maximum angle of 35° were used to estimate the model parameters, R_i and R_j^{scaled} , using Equation (2). In addition to applying a trim static, a tracker was used to follow events in gathers. Because of the interfering nature of the BSR, the robust estimation method was used for an AVO inversion which greatly limits the outlying amplitudes. For a quantitative analysis, R_i and R_j^{scaled} values of the BSR for five CRPs were picked and superimposed on suitable RTs provided based on the properties in Table 1. The cementing RT of mode 4 was considered for CRPs 11454, 12600, 13084 and 13712 that showed an AVO class IV for the BSR. Figure 3(a) shows the results of superimposing the estimated values on the considered RT and indicates hydrate saturation about 4, 10, 15 and 18% at CRPs 13712, 13084, 11454 and 12600, respectively. The gas saturations at all CRPs were about 1 to 2%. For the CRP 15029, which indicated an AVO class III, the non-cementing RT of mode 2 was considered. Figure 3(b) shows the results of mapping the estimated values to RT. The result showed the hydrate and gas saturations of about 28% and 2%, respectively around this CRP.

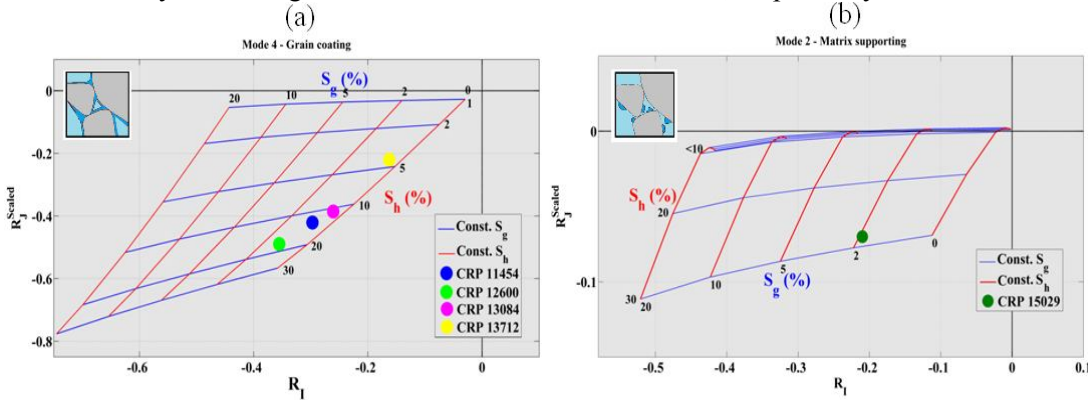


Figure 3. (a) Quantification of the hydrate and free gas in CRPs 11454, 12600, 13084 and 13712 using the RT of mode 4 close to the BSR. (b) Quantification of the hydrate and free gas close to the BSR in CRP 15029 using the RT of mode 2.

Table 1. Parameters for the rock physics modeling of the unconsolidated sediments in the Makran area.

Parameters	Value or relation	references
Quartz percent	80	Sain et al., 2000
Clay percent	20	Sain et al., 2000
Sediment depth, Z	430 m	Observed BSR on the seismic
Seafloor porosity, ϕ_0	60	Fowler et al., 1985
Sediment porosity	$\phi = \phi_0 e^{-(Z/\lambda)} \approx 41$	Athy 1930
Compaction constant, λ	1.17	Minshull and White 1989
Critical porosity, ϕ_c	36	Dai et al., 2004
Number of contacts per grain	$n = 20 - 34\phi + 14\phi^2 \approx 8.5$	Murphy 1982

CONCLUSION

The detailed gas hydrate rock physics modeling based on the EMT coupled with the AVO inversion based on Equation (2), proposed the RT based on $R_1-R_J^{\text{scaled}}$ as a quantitative tool for the gas hydrate and free gas saturation estimation. Several sources of uncertainties may contaminate the RT approach; (1) an improper assumption about the parameters (especially porosity) in designing RTs. (2) An incorrect selection of the RTs based on the hydrate distribution modes. (3) The ambiguities associated with an AVO inversion. (4) The tuning of the BSR with other reflections and the noise in the seismic data. Beside all concerned uncertainties, in unexplored areas covered with 2-D seismic data with no existing well information, using the RT approach to estimate hydrate and free gas saturations provides valuable information which can be used in selecting a potential prospect for further study. This study also indicated that the AVO analysis of the BSR could be used to determine the hydrate distribution mode to some extent. At the BSR, cementing and non-cementing hydrates showed the AVO class IV and III (or II depending on the hydrate and free gas saturations just near the BSR), respectively. This approach was also used for the $R_1-R_J^{\text{scaled}}$ values of the BSR, derived in five CRPs in different locations of thrust-ridge and thrust-footwall types of BSR in the Iranian part of Makran accretionary prism. The results of the RT approach proved that not only the saturation of the hydrate (about 4 to 28%) and gas (about 1 to 2%), but also the distribution modes of the hydrate varied along BSR.

REFERENCE

- Athy, L.F., 1930, Density, porosity and compaction of sedimentary rocks, AAPG Bull., **14**, 1–24.
- Castagna, J.P., Swan, H.W. and Foster, D.J., 1998, Framework for AVO gradient and intercept interpretation, *Geophysics*, **63**, 948–956.
- Dai, J., Xu, H., Snyder, F. and Dutta, N., 2004, Detection and estimation of gas hydrate using rock physics and seismic inversion; Example from northern deep water Gulf of Mexico, *The Leading Edge*, **23**, 61–66.
- Fatti, J.L., Vail, P.J., Smith, G.C., Strauss, P.J. and Levitt, P.R., 1994, Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3-D seismic case history using the geostack technique, *Geophysics*, **59**, 1362–1376.
- Fohrmann, M. and Pecher, I.A., 2012, Analysing sand-dominated channel systems for potential gas-hydrate-reservoirs using an AVO seismic inversion technique on the Southern Hikurangi Margin, New Zealand, *Mar. Petrol. Geol.*, **38**, 19–34.
- Fowler, S.R., White, R.S. and Loudon, K.E., 1985, Sediment dewatering in the Makran accretionary prism, *Earth. Planet. Sc. Lett.*, **75**, 427–438.
- Hosseini Shoar, B., Sedigh Arabani, M. and Javaherian, A., 2009, 1st EAGE Int. Petroleum Conf. and Exhibition (Shiraz: Iran/EAGE) p A36.
- Lu, S. and McMechan, G.A., 2004, Elastic impedance inversion of multichannel seismic data from unconsolidated sediments containing gas hydrate and free gas, *Geophysics*, **69**, 164–179.
- Max, M.D., Johnson, A.H. and Dillon, W.P., 2006, *Economic Geology of Natural Gas Hydrate* (Dordrecht: Springer).
- Minshull, T.A. and White, R.S., 1989, Sediment compaction and fluid migration in the Makran accretionary prism, *J. Geophys. Res.*, **94**, 7387–7402.
- Muller, C., Bonnemann, C. and Neben, S., 2007, AVO study of a gas hydrate deposit; offshore Costa Rica, *Geophys. Prosp.*, **55**, 1–17.
- Murphy, W.F.I., 1982, Effects of microstructure and pore fluids on the acoustic properties of granular sedimentary materials, Ph.D. thesis Stanford University.
- Ojha, M. and Sain, K., 2008, Appraisal of gas hydrates/free-gas from VP/VS ratio in the Makran accretionary prism, *Mar. Petrol. Geol.*, **25**, 637–644.
- Sain, K., Minshull, T.A., Singh, S.C. and Hobbs, R.W., 2000, Evidence for a thick free gas layer beneath the bottom simulating reflector in the Makran accretionary prism, *Mar. Geol.*, **164**, 3–12.

تضعیف نوفه تصادفی داده لرزه‌ای با استفاده از ترکیب تبدیل زمان - فرکانس و فیلتر میانگین غیر محلی

فرید کریمی^۱، امین روشندل کاهو^۲، حمیدرضا سیاه‌کوهی^۳

^۱دانشجوی کارشناسی ارشد لرزه‌شناسی، دانشگاه شاهرود، fk.faridkarimi@yahoo.com

^۲استادیار، دانشگاه شاهرود، roshandel@shahroodut.ac.ir

^۳دانشیار، مؤسسه ژئوفیزیک تهران، hamid@ut.ac.ir

چکیده

یکی از روش‌های اکتشاف منابع هیدروکربنی مطالعات ژئوفیزیکی بخصوص لرزه‌شناسی می‌باشد. حضور نوفه در داده‌های لرزه‌ای بازتابی باعث می‌شود که تفسیر آنها برای اکتشاف ذخایر هیدروکربنی دچار مشکلاتی شود. نوفه‌های متعددی در داده‌های لرزه‌ای دیده می‌شود که دسته مهمی از آنها، نوفه‌های تصادفی‌اند. تضعیف این دسته از نوفه‌ها، یکی از مسائل مهم در پردازش داده‌های لرزه‌ای می‌باشد. تاکنون روش‌های متعددی برای تضعیف نوفه‌های تصادفی از داده‌های لرزه‌ای معرفی شده‌اند. در این مقاله برای تضعیف نوفه‌های تصادفی از داده لرزه‌ای، از یک روش جدید که ترکیبی از تبدیل S تعمیم‌یافته و فیلتر میانگین غیر محلی (NLM) است، استفاده شده است. در این مقاله با استفاده از تبدیل S تعمیم‌یافته سیگنال لرزه‌ای به یک تصویر دوبعدی در حوزه زمان-فرکانس منتقل داده شده و سپس با استفاده از (NLM) این تصویر دوبعدی نوفه‌زدایی می‌شود. نتایج بدست آمده از اعمال الگوریتم فوق بر روی داده لرزه‌ای کارایی مناسب آن را در تضعیف این نوع نوفه نشان می‌دهد.

واژه‌های کلیدی: نوفه تصادفی، تبدیل S تعمیم یافته، حوزه زمان-فرکانس، فیلتر میانگین غیر محلی، سیگنال لرزه‌ای، نوفه‌زدایی.

Seismic Random Noise Attenuation by combining of Time Frequency Transform and Non-local Mean Filtering

Farid karimi¹, Amin roshandel kaho¹, Hamid reza siahkoochi²

¹ Faculty of Mining, Petroleum and Geophysics Engineering, University of Shahrood
² Institute of Geophysic University of Tehran, Tehran University

Abstract

One of the methods of geophysical exploration is seismology for hydrocarbon resources particularly. The presence of noise in seismic reflection data that makes their interpretation for hydrocarbon exploration is experiencing problems. The attenuation of noise, one important problem is to the seismic data processing. So far several methods introduced for random noise attenuation. In this paper we have utilized a new method that combination generalized S transform and non-local mean(NLM) filtering for the attenuation of random noises. In this paper using generalized S transform, seismic signal transmitted as two-dimensional image in the time-frequency domain of the transmitted and then by using (NLM) image denoised. Results indicate better performance of techniques on seismic data presented in attenuation of noise.

Key words: random noise, generalized S transform, time- frequency domain, Non-local mean filtering, seismic signal, denoising.

۱ مقدمه

یکی از روش‌های اکتشاف منابع هیدروکربنی، مطالعات ژئوفیزیکی بخصوص لرزه‌شناسی می‌باشد. داده‌های لرزه‌شناسی به صورت یک سری زمانی می‌باشند که حاصل از انرژی‌های بازتاب شده به سطح زمین بوده و توسط گیرنده‌های سطحی ثبت می‌شوند. نوفه‌های متعددی در سیگنال لرزه‌ای دیده می‌شود که دسته مهمی از آنها نوفه‌های تصادفی هستند که به صورت نوسان‌های تصادفی در همه زمان‌ها و فرکانس‌ها دیده می‌شود.

استفاده از تحلیل ویژه تصاویر در لرزه‌شناسی توسط همون و مک (۱۹۷۸) آغاز شد. در این روش آنها از یک تبدیل خاص به نام تبدیل کارهونن-لاو استفاده کردند. جمالی و همکاران (۱۳۸۶) با استفاده از ویژگی‌های تصاویر دو بعدی به عنوان ماتریس و با استفاده از تبدیل SVD و بسط ماتریس داده‌ها بر حسب ویژه بردارها و ویژه مقادیر آن به تضعیف نوفه همدوس و غیر همدوس پرداختند.

استفاده از فیلتر میانگین غیر محلی در تضعیف نوفه در داده‌های لرزه‌ای توسط بونار و ساشی (۲۰۱۲) معرفی شد. آنها مجموعه‌ای از سیگنال‌های لرزه‌ای را در قالب یک تصویر دوبعدی (مقطع لرزه‌ای) در نظر گرفته و با اعمال الگوریتم فوق، نوفه‌های تصادفی را در داده‌های لرزه‌ای تضعیف نمودند. در این مقاله، بر خلاف روش بونار و ساشی (۲۰۱۲)، هر سیگنال لرزه‌ای بصورت جداگانه با استفاده از ترکیب تبدیل S تعمیم یافته و فیلتر میانگین غیر محلی نوفه‌زدایی می‌شود.

۲ تبدیل S تعمیم یافته

در تبدیل S تعمیم یافته‌ای که در این مقاله از آن استفاده می‌شود، پارامتر اضافی δ در تعریف انحراف معیار استفاده می‌شود (ساهو و همکاران، ۲۰۰۹).

$$\sigma(f) = \delta / |f| \quad (1)$$

بنابراین تبدیل S تعمیم یافته به صورت رابطه (۲) خواهد بود.

$$S_x(t, f) = \int_{-\infty}^{\infty} x(\tau) \frac{|f|}{\sqrt{2\pi\delta}} e^{-(t-\tau)^2 f^2 / 2\delta^2} e^{-j2\pi f\tau} d\tau \quad (2)$$

$$w(\tau, f, \delta) = \frac{|f|}{\sqrt{2\pi\delta}} e^{-\frac{\tau^2 f^2}{2\delta^2}}$$

اگر در رابطه (۲) مقدار δ کوچک باشد، پنجره گوسی پهن‌تر و وضوح فرکانسی در فرکانس‌های بالا کاهش می‌یابد. اگر مقدار δ بزرگ باشد، پنجره گوسی باریک‌تر می‌شود که نتیجه آن کاهش وضوح زمانی در فرکانس‌های پایین می‌باشد. بنابراین مقادیر پارامتر δ باید هوشمندانه تغییر یابد تا قدرت تفکیک بهتری در صفحه زمان-فرکانس ایجاد شود.

در این مقاله تغییرات پارامتر δ با فرکانس به صورت رابطه (۳) در نظر گرفته شده است (ساهو و همکاران، ۲۰۰۹).

$$\delta(f) = \alpha f \quad (3)$$

که α شیب خط است و مثبت در نظر گرفته می‌شود.

۳ فیلتر میانگین غیر محلی

این الگوریتم اولین بار توسط بودس و همکاران (۲۰۱۰) برای تضعیف نوفه‌های تصاویر ارائه شده است. اگر تصویر u به نوفه n آلوده شود، تصویر حاوی نوفه، v ، را می‌توان بصورت رابطه (۴) نشان داد (بونار و ساشی، ۲۰۱۲).

$$v = u + n \quad (4)$$

اگر تصویر نوفه‌زدا شده با \hat{v} نشان داده شود، آنگاه مقدار پیکسل i ام در تصویر نوفه‌زدا شده با استفاده از روش میانگین غیر محلی، $\hat{v}(i)$ ، برابر با میانگین وزنی تمام پیکسل‌ها داخل تصویر حاوی نوفه بصورت رابطه (۵) می‌باشد (بودس و همکاران، ۲۰۱۰).

$$\hat{v}(i) = \sum_j w(i, j) v(j) \quad (5)$$

که $w(i, j)$ وزن‌های میانگین‌گیری می‌باشند و به شباهت بین پیکسل i و j بستگی دارد. این وزن‌ها بایستی در شرط

رابطه (۶) صدق کنند.

$$\begin{cases} 0 \leq w(i, j) \leq 1 \\ \sum_j w(i, j) = 1 \end{cases} \quad (6)$$

$w(i, j)$ در رابطه (۶) مطابق رابطه (۷) بدست می‌آید (سارکر و همکاران، ۲۰۱۲).

$$w(i, j) = \exp\left(\frac{-D^2(i, j)}{h^2}\right) / \sum_j \exp\left(\frac{-D^2(i, j)}{h^2}\right) \quad (7)$$

$D^2(i, j)$ در رابطه (۷) از رابطه (۸) محاسبه می‌گردد (سارکر و همکاران، ۲۰۱۲).

$$D^2(i, j) = \left\| v(N_i) - v(N_j) \right\|_{2,a}^2 = \sum_l^m \left[G_a(l) (v(N_i(l)) - v(N_j(l))) \right]^2$$

$$G_a(x, y) = \exp\left(-\frac{(x - x_0)^2 + (y - y_0)^2}{2a}\right) \quad (8)$$

$v(N_i)$ و $v(N_j)$ بردارهای شدت تراز خاکستری و G_a هسته گوسی و a انحراف معیار آن و x_0 و y_0 مرکز هسته گوسی می‌باشند (بونار و ساشی، ۲۰۱۲). در واقع عملکرد این فیلتر به سه عامل زیر وابسته است (سارکر و همکاران، ۲۰۱۲).

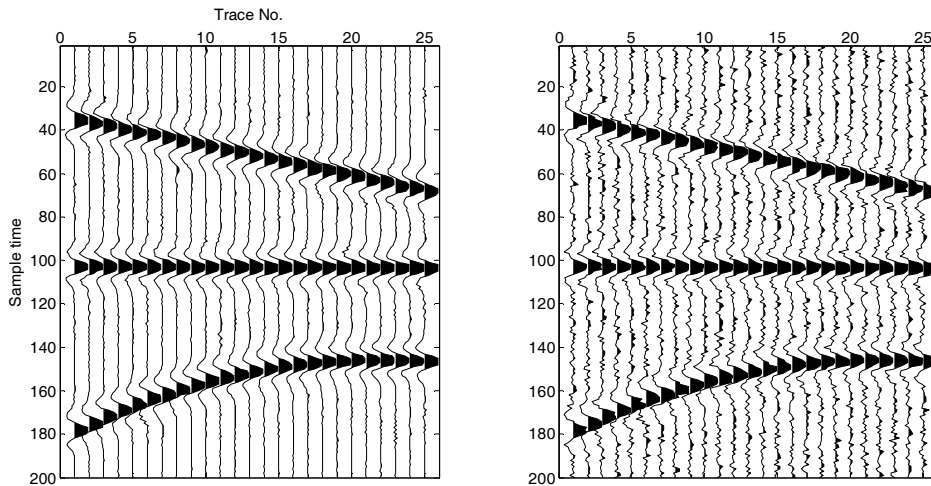
- ۱- شعاع جستجوی پنجره.
- ۲- شعاع تشابه پنجره.
- ۳- درجه فیلترینگ (h).

۴ روش کار

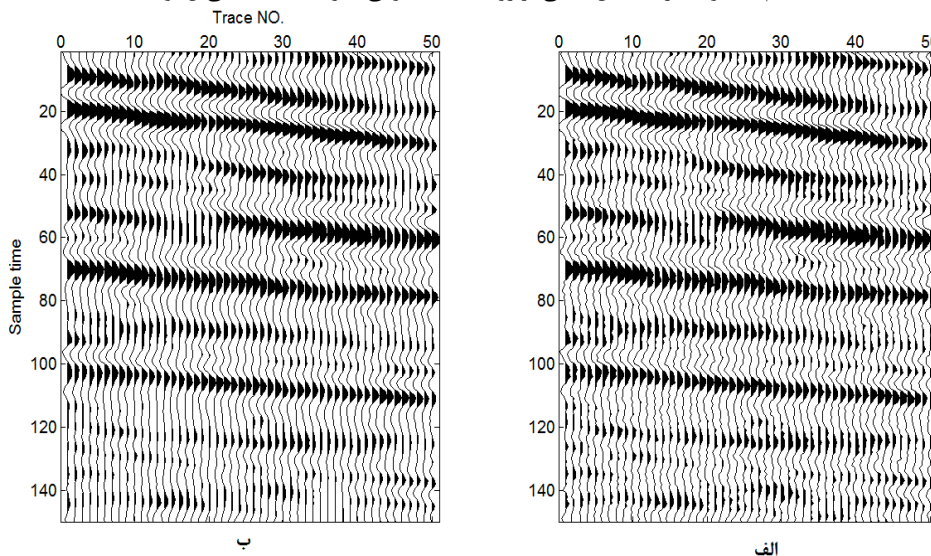
در این مقاله از روش جدیدی برای تضعیف نوفه تصادفی در داده‌های لرزه‌ای استفاده شده است. همانطور که گفته شد برای اینکه بتوان از الگوریتم (NLM) بر روی تصاویر دوبعدی استفاده کرد یک سیگنال لرزه‌ای را با استفاده از تبدیل S تعمیم یافته که قدرت تفکیک بالاتری را نسبت به S متداول دارد، به حوزه زمان-فرکانس انتقال داده می‌شود که این حوزه به عنوان یک تصویر دوبعدی برای فیلتر (NLM) استفاده می‌شود. در حوزه زمان-فرکانس ابزار (NLM) نوفه تصادفی در سیگنال لرزه‌ای را تضعیف می‌نماید. سپس این الگوریتم بر روی کل داده لرزه‌ای صورت می‌گیرد. برای کارایی این روش، بر روی داده لرزه‌ای مصنوعی و واقعی این الگوریتم اعمال گردیده است. برای داده مصنوعی (شکل ۱الف) که با ۷/۹۲ دسی‌بل نوفه تصادفی آلوده گردیده است. (شکل ۱ب) نتیجه اعمال فیلتر مورد استفاده در این مقاله را بر روی داده مصنوعی نشان می‌دهد که بعد از اعمال فیلتر نسبت سیگنال به نوفه به ۱۴/۹۱ دسی‌بل افزایش پیدا کرده است. برای بررسی کارایی فیلتر بر روی داده لرزای واقعی (شکل ۲الف) روی داده واقعی اعمال گردیده و (شکل ۲ب) نتیجه حاصل از اعمال را نشان می‌دهد.

۵ نتیجه‌گیری

در این الگوریتم ابتدا با کمک تبدیل S تعمیم‌یافته، یک سیگنال لرزه‌ای به صفحه دوبعدی زمان-فرکانس منتقل می‌شود. آنگاه با در نظر گرفتن این سیگنال دوبعدی به عنوان یک تصویر می‌توان الگوریتم فیلتر میانگین غیرمحل را بر روی آن اعمال نمود تا نوفه تصادفی آن تضعیف شود. کارایی این روش بر روی داده لرزه‌ای مصنوعی و واقعی مورد بررسی قرار گرفت. نتایج بدست آمده نشان داد که روش مذکور به خوبی توانسته است نوفه تصادفی را از داده‌های لرزه‌ای بازتابی تضعیف نماید.



شکل ۱. الف) داده لرزه‌ای مصنوعی حاوی ۷/۹۲ دسی‌بل نوفه تصادفی (ب) نتیجه اعمال فیلتر با استفاده از الگوریتم ترکیب تبدیل S تعمیم‌یافته و فیلتر میانگین محلی بر روی داده مصنوعی حاوی ۱۴/۹۱ دسی‌بل نوفه



شکل ۲. الف) داده لرزه‌ای واقعی حاوی نوفه تصادفی (ب) نتیجه اعمال فیلتر با استفاده از الگوریتم ترکیب تبدیل S تعمیم‌یافته و فیلتر میانگین محلی

منابع

جمالی، ا.، رداد، م.، هادیلو، س.، گودرزی، ع.، ۱۳۸۶، حذف نوفه های همدوس و غیر همدوس با استفاده از تبدیل SVD، دومین کنگره مهندسی نفت ایران، تهران.

Hemon, C.H. and Mace, D., 1978, Essai d'une application de la transformation de Karhunen-Loève au traitement sismique, *Geophysical Prospecting*, **26**, 600-626.

Stockwell, R. G., Mansinha, L. and Lowe, R., 1996, Localization of the complex spectrum: The S-transform, *IEEE Trans. Signal Process.*, **44**, 998-1001.

Sarker, S., Chowdhury, S., Laha, S., and Dey, D., 2012, Use of non-local means filtering to denoise image corrupted by salt and pepper noise: *Signal & Image Processing: An International Journal (SIPIJ)*, **3**, 223-235.

Bonar, D., Sacchi, M., 2012, Denoising seismic data using the nonlocal means algorithm: *Geophysics*, **77**, A5-A8.

Sahu, S.S, Panda, G., George, N.V., 2009, An Improved S-Transform for Time-Frequency Analysis, *Advance Computing Conference, IEEE International, Patiala*, pp.315-319.

Buades, A., Coll, B., and Morel, J. M., 2005, A review of image denoising algorithms, with a new one: *Multiscale Modeling and Simulation*, **4**, 490-530.

Buades, A., Coll, B., and Morel, J. M., 2010, Image denoising methods. A new nonlocal principle: *SIAM Review*, **52**, 113-147.

تعیین عمق بی‌هنجاری‌های مغناطیسی با استفاده از روش اتوماتیک Tilt-Depth (مطالعه موردی: محدوده آجی‌چای، آذربایجان شرقی)

سید رسول حسینی اصیل^۱ فرامرز دولتی ارده‌جانی^۲

^۱ دانشجوی کارشناسی ارشد، گروه ژئوفیزیک، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد همدان، همدان

^۲ استاد دانشکده مهندسی معدن، پردیس دانشکده‌های فنی، دانشگاه تهران

چکیده

در این مقاله از روش سریع و دقیق Tilt-Depth برای تعیین عمق بی‌هنجاری‌های مغناطیسی استفاده شده است. روش Tilt-Depth به کمک مشتقات اول میدان تصحیح به قطب (RTP) و یا میدان تصحیح به استوا (RTE) به تعیین عمق می‌پردازد. روش مذکور ابتدا بر روی داده‌های مصنوعی همراه با ۱۰ درصد نوفه آزمایش گردیده و پس از تایید نظری بر روی داده‌های میدانی به دست آمده از منطقه آجی‌چای واقع در استان آذربایجان شرقیست گردیده است. نتایج به دست آمده از روش Tilt-Depth با داده‌های حفاری به دست آمده روش دیکانولوشن اویلر همخوانی بسیار خوبی دارد. کلمات کلیدی: بی‌هنجاری مغناطیسی، عمق بی‌هنجاری، زاویه تیلت، محدوده آجی‌چای

Estimation of Depth from Magnetic Anomalies using Tilt-Depth Automatic Method (Case Study: Ajichai Area, East Azerbaijan, Iran)

Rasoul Hoseini Asil¹, Faramarz Doulati Ardejani¹

¹ Islamic Azad University, Hamedan Branch, Hamedan, Iran

² Faculty of Mining Engineering, University of Tehran

Abstract

We used a method for determination of depth using magnetic data. Our methodology is based on the Tilt-depth method using only first-order derivatives of the reduced to pole (RTP) or reduced to equator (RTE) magnetic field. This method is applied to synthetic data with random error. Finally, the validity of the method is tested on a field example from Ajichai area.

Key words: Magnetic Anomaly, Depth, Tilt Angle, Ajichai Area

۱ مقدمه

داده‌های ژئوفیزیکی نقش بسیار حیاتی در اکتشافات معدنی و هیدروکربنی برعهده دارند (فیرهید و همکاران، ۲۰۱۰). با ورود و به کارگیری داده‌های به دست آمده از جی‌پی‌اس تا حد چشم‌گیری دقت داده‌های مغناطیسی افزایش یافته است (فیرهید و همکاران، ۲۰۱۰). افزایش کیفیت در داده‌های برداشتی و کاهش نوفه‌های مزاحم در داده‌ها سبب استفاده از روش‌های محاسباتی تا مشتقات مرتبه دوم و سوم گردیده است (فیرهید و همکاران، ۲۰۱۰). برای تفسیر

داده‌های مغناطیسی از روش‌های مختلفی استفاده می‌شود که در دهه اخیر روش‌های قدرتمند و سریعی برای تفسیر ساختارهای زمین‌شناسی ارائه شده است. چندین روش مطمئن برای تفسیر بی‌هنجاری‌های مغناطیسی وجود دارد. این روش‌ها شامل: روش‌های گرافیکی (پراکاسا و همکاران، ۱۹۸۶)، روش‌های عددی که به عنوان نمونه واهمامیخت ورنر (کو و شارپ، ۱۹۷۱؛ هارتمن و همکاران، ۱۹۷۱)، و واهمامیخت اویلر (تامسون، ۱۹۸۲) می‌باشند. در میان این روش‌ها، روش دیکانولوشن اویلر از محبوبیت به سزایی نسبت به سایرین برخوردار است. مادر این مقاله از یک روش جدید، سریع و کارآمد برای تعیین عمق بی‌هنجاری‌های مغناطیسی استفاده نموده‌ایم. به کمک روش Tilt-Depth (سالام و همکاران، ۲۰۰۷) و با استفاده از داده‌های مشتق اول تصحیح به قطب و فرض داشتن مدل بی‌هنجاری ساده، عمق بی‌هنجاری‌های مغناطیسی محدوده آجی‌چای، بررسی شده است. در پایان نیز برای تایید روش ارائه شده یک نمونه نقشه تعیین عمق به کمک روش دیکانولوشن اویلر ارائه داده شده است (شکل ۱۰).

۲ روش Tilt-Depth

روش Tilt-Depth توسط سالام و همکاران به کمک میدان تصحیح یافته به قطب و با استفاده از یک مدل دایک دوبعدی مدفون در سال ۲۰۰۷ معرفی شده است. مشتق افقی و عمودی میدان مغناطیسی مشاهده شده M برابر است با:

$$\frac{\partial M}{\partial h} = 2kfc \frac{z_c}{h^2 + z_c^2} \quad (1)$$

$$\frac{\partial M}{\partial z} = 2kfc \frac{h}{h^2 + z_c^2} \quad (2)$$

در معادلات فوق Z عمق بی‌هنجاری، h فاصله افقی از محل افقی بی‌هنجاری، k تباین خودپذیری مغناطیسی، پارامتر c در معادله برابر با $1 - \cos 2i \sin \alpha$ ، که زاویه بین محور مثبت h و شمال مغناطیسی، α : زاویه میل مغناطیسی،

مقدار $\tan i = \frac{\tan \alpha}{\cos \alpha}$ و مقدار شیب است. زوایای مثلثاتیدر معادلات فوق بر حسب درجه و یا رادیان محاسبه می‌گردند. باید به این نکته نیز دقت نمود از آنجا که زاویه تیلت حاوی مشتقات افقی و قائم است، مشتق تیلت داده‌های تصحیح به قطب حاوی اطلاعاتی پیرامون مغناطیس‌شدگی القایی آنومالی مدفون نمی‌باشد از این رو اطلاعات ساختاری و عمق در مشتق تیلت بدون تاثیر می‌باشد (فیرهید و همکاران، ۲۰۱۰). با جایگزینی مشتقات فوق در زاویه تیلت (θ) و با فرض تصحیح به قطب داده‌های مغناطیسی داریم:

$$\theta = \tan^{-1} \left(\frac{\frac{\partial M}{\partial z}}{\frac{\partial M}{\partial h}} \right) \quad (3)$$

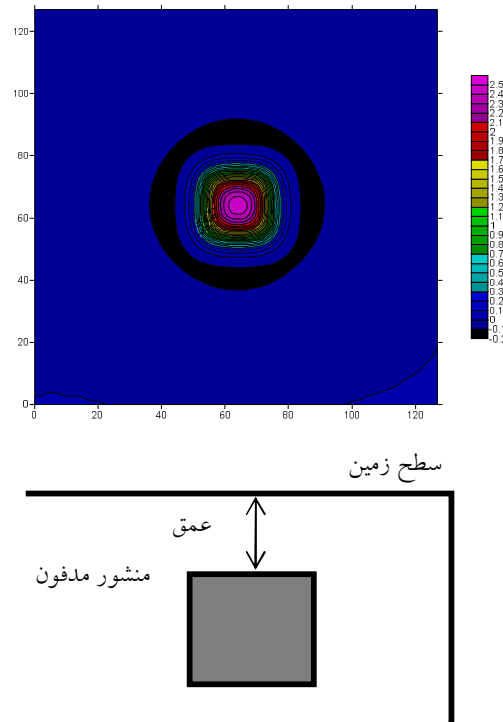
که مقدار $\frac{\partial M}{\partial z}$ برابر با \square و مقدار $\frac{\partial M}{\partial h}$ برابر با z_c می‌باشد. از این رو داریم:

$$\theta = \tan^{-1} \left(\frac{h}{z_c} \right) \quad (4)$$

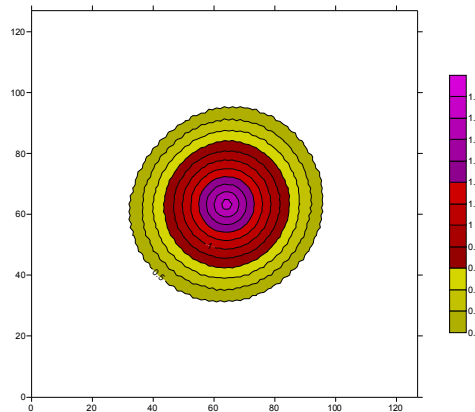
در معادله (۴) هنگامی که مقدار تیلت برابر صفر درجه گردد ($h = 0$)، و هنگامی که مقدار تیلت برابر ± 45 درجه باشد، $h = \pm 45$ می‌باشد. به عبارت دیگر با در نظر گرفتن $h = \pm 45$ و $\theta = \pm 45$ در معادلات (۳) و (۴) می‌توان عمق و موقعیت بی‌هنجاری را از روی نقشه مشتقات تیلت با اندازه‌گیری دقیق فاصله میان پربندها محاسبه نمود.

۳ مدل مصنوعی

به منظور بررسی کارایی روش مذکور، یک منشور قائم با ابعاد 40×40 کیلومتر در نظر گرفته‌ایم (شکل ۱-الف). مدل مفروض در عمق ۱۰ کیلومتری از سطح زمین قرار دارد (شکل ۱-الف). همچنین به مقدار ده درصد نوفه با توزیع گاوسی به داده‌های مصنوعی اضافه نموده‌ایم. نقشه بی‌هنجاری تصحیح یافته به قطب در شکل (۱) و نقشه تیلت داده‌های تصحیح داده شده به قطب در شکل (۲) نمایش داده شده‌اند. به منظور تعیین عمق به کمک روش Tilt-Depth برنامه‌های رایانه‌ای به زبان نرم‌افزار متلب نوشته شده است.



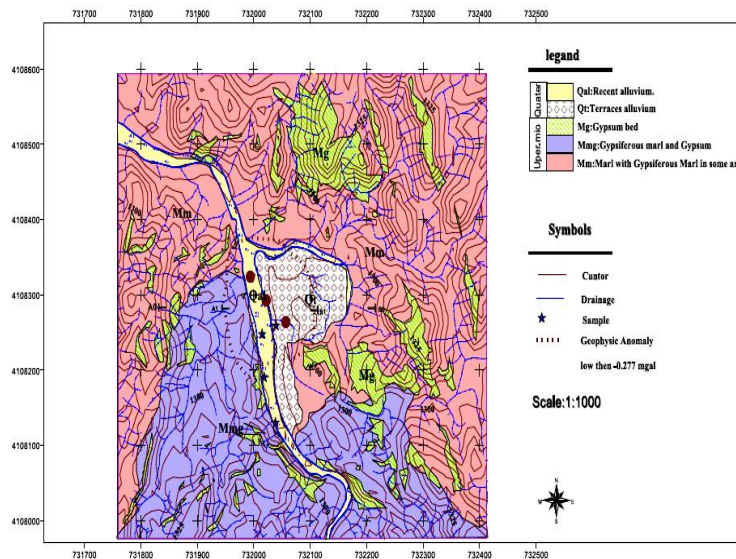
شکل ۱. نقشه بی‌هنجاری مغناطیسی تولید شده توسط مدل مصنوعی یک منشور قائم همراه با ده درصد نوفه با توزیع گاوسی (بر حسب نانو تسلا)



شکل ۲. نقشه بی‌هنجاری تیلت به دست آمده از داده‌های تصحیح داده‌شده به قطب (بر حسب کیلومتر)

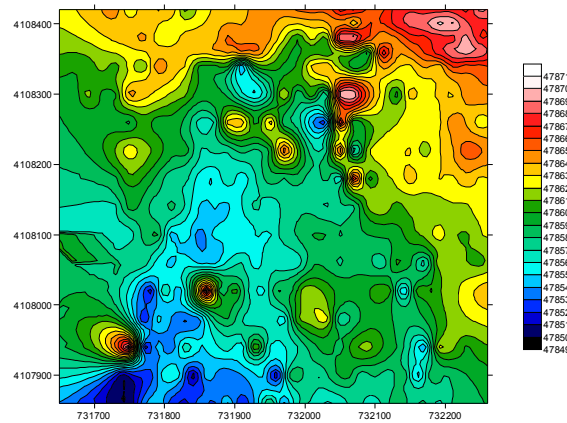
۴ مطالعه میدانی

از نظر موقعیت جغرافیایی محدوده‌های چایدر استان آذربایجان شرقی قرار می‌گیرد. به‌رای دسترسی به محدوده مورد مطالعه با اهمیت سیر در اتوبان زنجان - تبریز بعد از سه راه سرچمبه مسافت ۲۵ کیلومتر و پس از گذر از روستای دالیه محدود و همورد نظر که در سمت جنوب روستای جلا قرار دارد، می‌رسیم. این محدوده در جنوب میانه (شمال‌ماه‌نشان) در استان آذربایجان شرقی در زون ساختار یایران مرکزی و در نقشه ۱:۱۰۰۰ زمین‌شناسی میانه قرار می‌گیرد. این محدوده که در قسمت جنوب برگه میان‌هجا گرفته است، شامل سوباتمارنی، ماسه‌سنگیو کنگلومرا ییبه همراه سوباتتبخیر یا سکتبه‌ه‌ل‌ت‌د‌ا‌ش‌ت‌ن‌ر‌خ ساره-ها بیستدر معرض‌س‌ا‌پ‌ش‌ز‌ی‌ا‌د‌ ی‌ق‌ر‌ا‌ر‌ گ‌ر‌ف‌ت‌ه‌م‌و‌ر‌ ف‌و‌ل‌و‌ژ‌ی‌ب‌س‌ت‌ب‌ا‌د‌ر‌ ه‌ه‌ا‌ ی‌ک‌م‌ژ‌ ف‌ا‌و‌م‌ل‌ا‌ ب‌م‌ر‌ا‌ س‌ا‌خ‌ت‌ه‌ا‌س‌ت (شکل ۳).

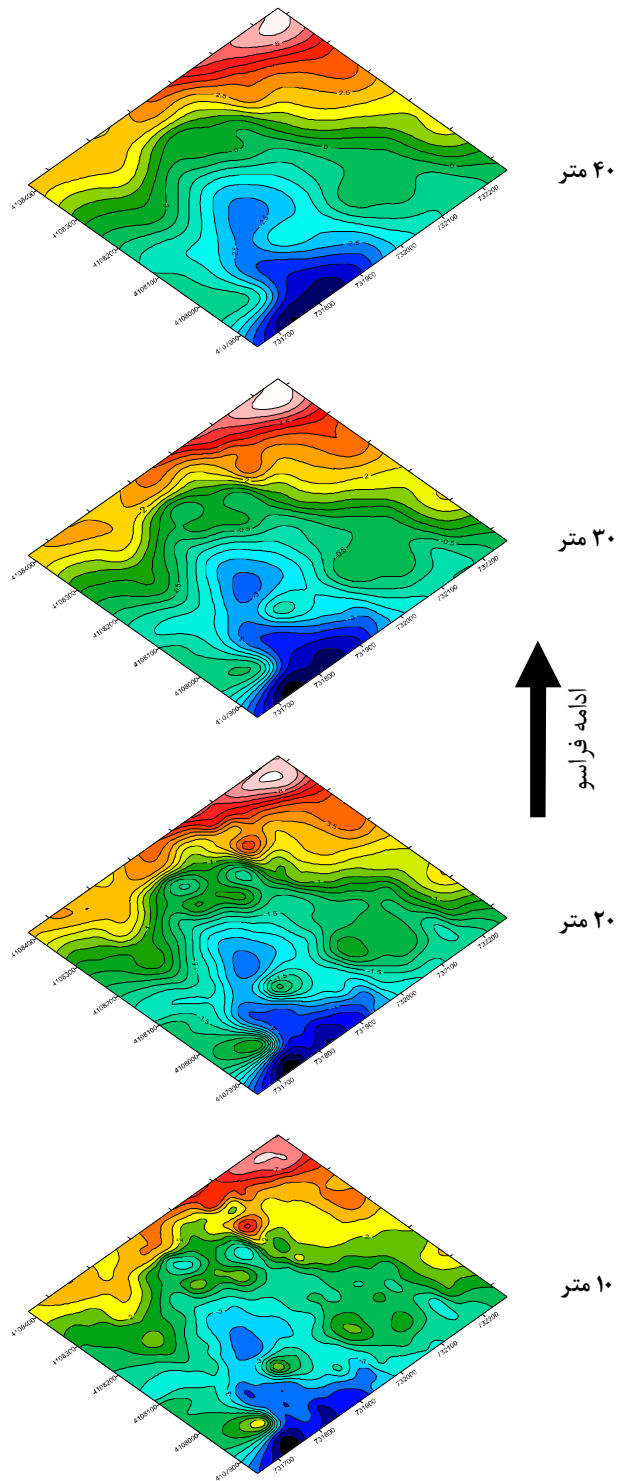


شکل ۳. نقشه زمین‌شناسی محدوده مورد مطالعه (رضوی و جعفری، ۱۳۸۷)

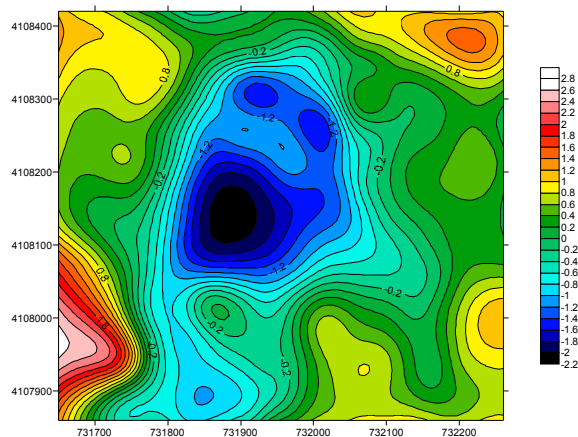
شبکه داده‌های برداشتی با استفاده از الگوریتم ارکانی به داده‌های تصحیح داده شده به قطب تبدیل گردیده‌اند (ارکانی، ۱۹۸۸) (شکل ۶). برای برداشت داده‌ها مقدار زاویه میل مغناطیسی ۵۳ درجه و زاویه انحراف مغناطیسی ۴ در نظر گرفته شده است. تاثیرات نوفه‌ای در داده‌ها نیز به کمک روش ادامه فراسو تا حدی کاهش یافته است. در شکل (۴) نقشه شدت میدان مغناطیسی برداشت شده محدودده مورد مطالعه، شکل (۵) نقشه ادامه فراسو نمایش داده شده‌اند.



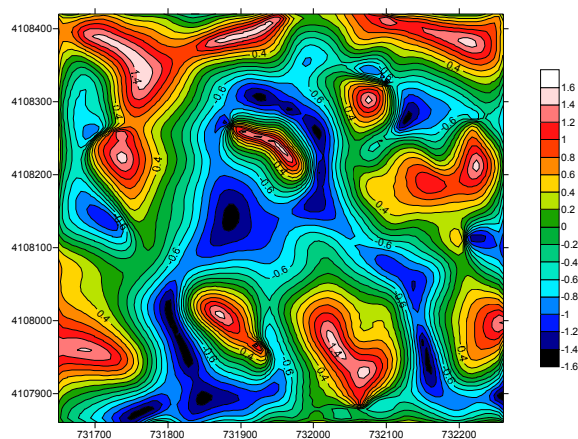
شکل ۴. نقشه شدت میدان مغناطیسی محدوده آجی‌چای (بر حسب نانو تسلا)



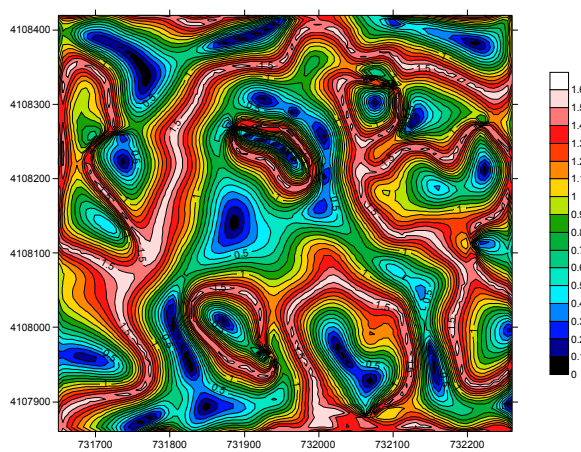
شکل ۵. نقشه ادامه فراسو (۱۰متر، ۲۰متر، ۳۰متر و ۴۰متر)



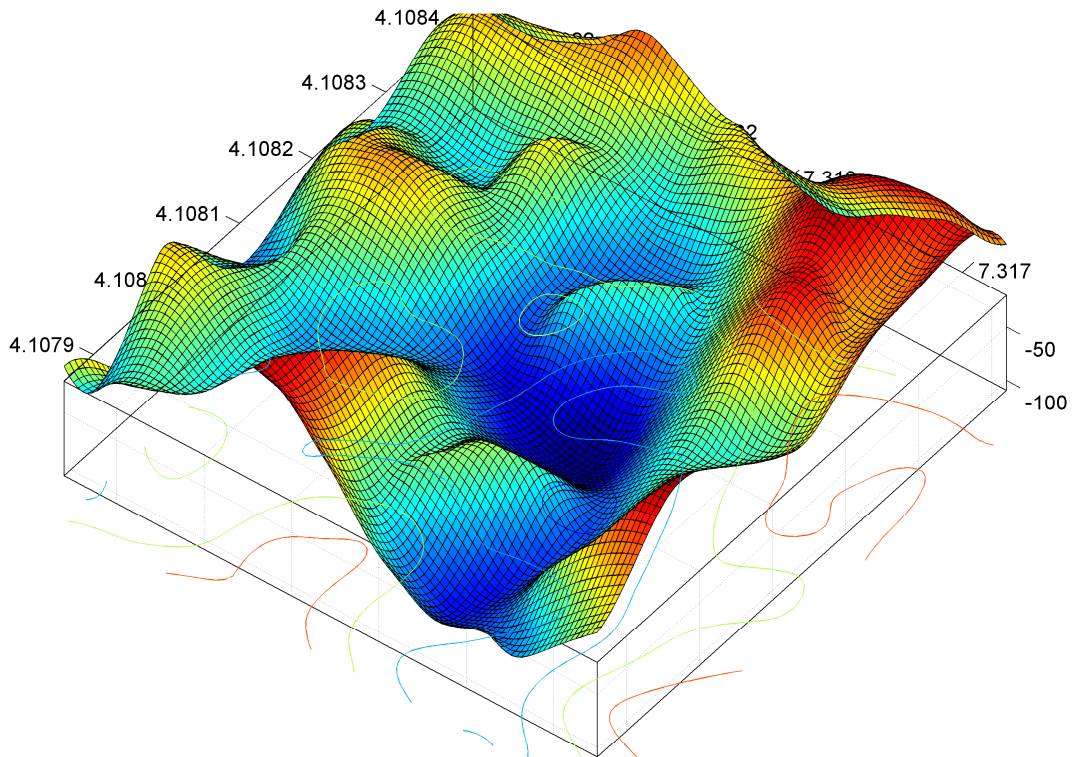
شکل ۶. نقشه تصحیح به قطب داده‌های مغناطیسی محدوده مورد مطالعه



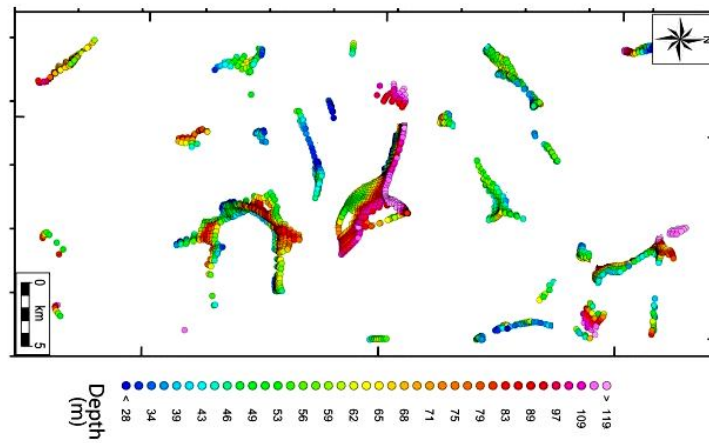
شکل ۷. نقشه تیلت داده‌های مغناطیسی محدوده مورد مطالعه



شکل ۸. نقشه تیلت داده‌های تصحیح داده شده به قطب (بر حسب متر)



شکل ۹. نقشه عمق گنبد نمکی آجی چای به کمک روش Tilt-Depth (بر حسب متر)



شکل ۱۰. نقشه عمق گنبد نمکی آجی چای به کمک روش دیکانولوشن اوپلر (بر حسب متر)

۵ نتیجه گیری

در این مقاله از روش Tilt-Depth برای تعیین عمق بی‌هنجاری‌های مغناطیسی استفاده گردیده است. ابتدا به کمک داده‌های مصنوعی همراه با نوفه به تعیین عمق پرداخته و سپس روش مذکور را بر روی داده‌های میدانی برداشت شده از محدوده آجی‌چای به کار برده شده است. روش Tilt-Depth در ساختارهای مختلف زمین‌شناسی و برای داده‌های محلی و منطقه‌ای قابل استفاده است.

منابع

- گزارش تفسیر داده‌های مغناطیسی برداشت شده از منطقه آجی‌چای، سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۱۳۹۰.
- رضوی، الف. جعفری، ف. ۱۳۸۷، گزارش اکتشاف پتاس با استفاده از روش گرانی سنجی و مغناطیس سنجی در منطقه آجی‌چای (استان آذربایجان شرقی) و قره‌آغاچ (استان زنجان)، سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور.
- انصاریعی، ۱۳۸۳، محاسبات عددی با متلب و فورترن، انتشارات دانشگاه تهران، ۱۲۵ صفحه
- Shaw, R. K., and Agarwal, S. N. P., 1990, the application of Walsh transform to interpret gravity anomalies due to some simple geometrically shaped causative sources: A feasibility study: *Geophysics*, 55, 843–850.
- Arkani-Hamed, J., 1988, Differential reduction-to-the-pole of regional magnetic anomalies: *Geophysics*, v. 53, p. 1592-1600.
- Mushayandebvu, M. F., van Driel, P., Reid, A. B., and Fairhead, J. D., 2001, Magnetic source parameters of two-dimensional structures using extended Euler deconvolution. *Geophysics*, v. 66, p. 814-823.
- Reid A. B., Allsop, J. M., Granser, H., Millet, A. J., and Somerton, I. W., 1990, Magnetic interpretation in three dimensions using Euler deconvolution, *Geophysics*, v. 55, p. 80-91.
- Salem, A., Williams, S., Fairhead, J. D., Ravat, D., and Smith, R., 2007 Tilt-depth method: A simple depth estimation method using first-order magnetic derivatives, *The Leading Edge*, v. 26, 1502-1505.
- Swain, C. J., 2000, Reduction-to-the-pole of regional magnetic data with variable field direction, and its stabilization at low inclinations, *Exploration Geophysics*. v. 31, 78-83.
- Thompson, D. T., 1982, EULDPH: A new technique for making computer-assisted depth estimates from magnetic data, *Geophysics*, v. 47, p. 31-37.
- Verduzco, B., Fairhead, J. D., Green, C. M., and MacKenzie, C., 2004, New insights into magnetic derivatives for structural mapping, *The Leading Edge*, *Geophysics*, v. 23, 116 - 119.
- Williams, S., Fairhead, J. D., and Flanagan, G., 2005, Comparison of grid Euler deconvolution with and without 2D constraints using realistic magnetic basement models, *Geophysics*, v. 70, p. 13–21.
- J. D. Fairhead, A. Salem, and R. J. Blakely, 2010, CONTINENTAL TO BASIN SCALE MAPPING OF BASEMENT DEPTH AND STRUCTURE USING THE TILT-DEPTH METHOD, EGM International Workshop, online paper
- HARTMANN, R.R., TESKEY, D., and FRIEDBERG, I. (1971), A system for rapid digital aeromagnetic interpretation, *Geophysics*. v. 36, 891–918.
- THOMPSON, D.T. (1982), EULDPH-a new technique for making computer-assisted depth estimates from magnetic data, *Geophysics*. 47, 31–37
- KU, C.C. and SHARP, J.A. (1983), Werner deconvolution for automatic magnetic interpretation and its refinement using Marquardt's inverse modeling *Geophysics*. 48, 754–774.

prakasa Rao, T.K.S., Subrahmanyam, M. and Srikrishna Murthy, A.,1986, Nomogram for the Direct Interpretation of Magnetic Anomalies Due to Long Horizontal Cylinders, Geophysics 51, 2156-2159.

تخمین مدول‌های کشسان با نمودارها برای سازند کنگان میدان پارس جنوبی

حمید نجارزاده^۱، ملیحه‌سادات کاظمی^۲ و محمد کمال قاسم‌العسکری^۳

^۱ دانشجوی کارشناسی ارشد اکتشاف نفت، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات، تهران، ایران *najjarzadeh_hamid@yahoo.co.uk*

^۲ هیئت علمی، دانشگاه فنی و حرفه‌ای، تهران، ایران *mksazemi18@gmail.com*

^۳ هیئت علمی، دانشگاه صنعت نفت، اهواز، ایران *ghassemal@gmail.com*

چکیده

سرعت‌های امواج تراکمی و برشی با مدول‌های کشسان رابطه مستقیم دارند. برای تخمین مدول‌های کشسان نیاز به اندازه‌گیرهای سرعت امواج تراکمی، برشی و چگالی است. نسبت V_p/V_s به‌عنوان شاخصی مهم برای تشخیص هیدروکربورها در نظر گرفته می‌شود. حضور گاز در منافذ سنگ تأثیر قابل توجهی روی سرعت موج صوتی و نسبت پویسان دارد. موج برشی در تعیین خصوصیات مکانیکی سنگ بسیار مهم است و موج تراکمی به نوع سیال‌ها حساس می‌باشد. نسبت V_p/V_s را می‌توان با استفاده از نمودار DSI تعیین نمود. در این مطالعه با استفاده از نسبت V_p/V_s و پارامتر حجم گاز که مؤید حضور گاز در ناحیه مخزنی است، میزان گاز در سازند کنگان مورد بررسی قرار گرفته است. همچنین مدول‌های کشسان در میدان پارس جنوبی برای یک چاه تعیین شده‌اند. با استفاده از داده‌های DSI مدول‌های کشسان مانند مدول حجمی، مدول یانگ، مدول برشی و λ در سازند کنگان میدان پارس جنوبی محاسبه گردید.

واژه‌های کلیدی: مدول‌های کشسان، نسبت V_p/V_s ، نگاره DSI، سازند کنگان، میدان گازی پارس جنوبی

Estimation of elastic modulus for Kangan Formation in South Pars field

H. Najjarzadeh¹, M.S. Kazemi² and M.K. Ghassem Alaskari³

¹ MSc student Oil Exploration, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

² Technical and Professional University, Tehran, Iran and

³ Petroleum University of Technology, Department of Petroleum Engineering, Ahwaz, Iran.

Abstract

Compressional wave and shear wave velocities are directly related to the elastic modulus. To determine the elastic modulus, measurements of compressional wave velocity, shear wave velocities and density are necessary. The ratio of V_p/V_s can be considered as an indicator for the detection of hydrocarbons. The presence of gas in porous rock significantly effects on acoustic wave velocities and Poisson's ratio. Shear wave travel time is very useful in determining the mechanical properties of rock and compressional wave is sensitive to fluid types. The V_p/V_s can be determined using the DSI logs. In this study, by using the V_p/V_s ratio, and parameter of gas volume (which indicates the presence of gas in reservoir), the amount of gas has been varified in Kanga Formation. Also, all elastic modulus in the South Pars field around one well was determined. Bulk modulus, Young's modulus, Shear modulus and λ were calculated based on DSI data in the South Pars gas field.

Key words: Elastic modulus, V_p/V_s ratio, Dipole shear sonic imager, Kangan Formation, South Pars field

۱ مقدمه

محاسبه‌ی پارامترهای کشسان مانند مدول حجمی، مدول یانگ، مدول برشی و ضریب لامه برای یک سازند نیاز به سرعت‌های امواج تراکمی و برشی و نمودار چگالی که پارامترهای ضروری برای ارزیابی ژئومکانیکی می‌باشند (گودوی و

همکاران، ۱۹۹۷). مدول برشی به سیال درون منافذ سنگ حساس نیست. مدول حجمی K شاخصی برای تراکم

پذیری سیال و سنگ است. وجود آب در فضای منفذی مدول کشسان را افزایش می‌دهد. میزان افزایش مدول‌های بالک خیلی بیشتر از مدول‌های برشی است و نسبت پویسان با افزایش اشباع آب افزایش خواهد یافت (کاریسون و کوالینی، ۲۰۰۲). نسبت پویسان یک ویژگی مکانیکی مهم است و می‌تواند برای پیش‌بینی رفتار ژئومکانیکی در حین حفاری چاه‌ها و فرآیندهای بازیافت مورد استفاده قرار گیرد. نسبت پویسان در نمونه‌های اشباع بزرگتر از نمونه‌های خشک است. مقادیر نسبت پویسان برای سنگ‌های آزمایش شده در آزمایشگاه از ۰/۲۰۱ تا ۰/۳۹ تغییر می‌کند (استگنت و همکاران، ۲۰۰۵). نسبت پویسان دینامیک می‌تواند به طور قابل توجهی با نسبت پویسان استاتیک تفاوت

داشته باشد (فجر و هولت، ۱۹۹۴؛ فجر و همکاران، ۱۹۹۲). دباق و همکاران (۲۰۱۱) نشان دادند که K یک ویژگی

قوی برای شناسایی سیال است. برای سنگ‌های همسانگرد، با توجه به تئوری گشمن (۱۹۵۱) مدول بالک با اشباع تغییر خواهد کرد در حالیکه مدول برشی بدون تغییر باقی می‌ماند. اگر سنگ ناهمسانگرد باشد، مدول برشی در کربناته‌ها ۵ تا ۲۰ درصد از حالت خشک به حالت اشباع با آب یا آب شور تغییر خواهد کرد (آدام و همکاران، ۲۰۰۶).

بنابراین در سنگ‌های ناهمسانگرد، V_p و V_s هر دو به تغییرات سیال حساس هستند. با افزایش اشباع گاز به علت

کاهش چگالی و جذب دگرشکلی به وسیله‌ی گاز آزاد موجود در منافذ V_s افزایش می‌یابد (هامادا، ۲۰۰۴). کاهش

قابل توجه مقادیر V_p/V_s برای سنگ‌های اشباع با آب و گاز نشان می‌دهد که نسبت سرعت نقش مهمی برای

شناسایی لایه‌های اشباع با گاز دارد.

۲ مدول‌های کشسان

سرعت‌های امواج تراکمی و برشی به ماتریکس سنگ، تخلخل، کانی‌ها، چگونگی تماس دانه‌ها با یکدیگر و نوع سیال‌ها بستگی دارد. در محیط کشسان و همسانگرد سرعت‌های امواج تراکمی و برشی با استفاده از روابط زیر به مدول‌های کشسان مربوط می‌شوند.

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (1)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2)$$

V_s و V_p به ترتیب سرعت موج تراکمی و برشی، μ و K مدول‌های برشی و بالک و ρ چگالی است. پارامترهای

مکانیک سنگ مانند نسبت پویسان، مدول یانگ، مدول بالک و مدول برشی را می‌توان با استفاده از داده‌های سرعت

امواج تراکمی و برشی و چگالی محاسبه کرد. نسبت پویسان از معادله‌های زیر محاسبه می‌شوند:

$$\sigma = \frac{1}{2} \frac{(V_p^2/V_s^2 - 1)}{(V_p^2/V_s^2 + 1)} \quad (3)$$

V_s و V_p به ترتیب سرعت امواج تراکمی و برشی برحسب Km/sec است. مقادیر نسبت پویسان از صفر تا یک

تغییر می‌کند. نسبت پویسان در نمونه‌های اشباع بزرگتر از نمونه‌های خشک است. همچنین نسبت سرعت موج تراکمی به سرعت موج برشی با رابطه ۴ تعیین می‌شود.

$$\frac{V_p}{V_s} = [(\lambda + 2\mu)/\mu]^{0.5} = [(K + 4/3\mu)/\mu]^{0.5} = [(1 - \nu)/(0.5 - \nu)]^{0.5} \quad (4)$$

که در آن K مدول حجمی سنگ است. مدول بالک یک سنگ همسانگرد به‌عنوان نسبت تنش هیدروستاتیک به

کرنش برشی تعریف می‌شود. مقادیر مدول بالک می‌توانند بوسیله‌ی اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی یا تجزیه و تحلیل نمودارهای چاه‌پیمایی محاسبه شوند.

رابطه‌ی ۵ مدول بالک سنگ را به سرعت تراکمی، سرعت برشی و چگالی مربوط می‌کند.

$$K = \rho(V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2) \quad (5)$$

مدول برشی (μ) به‌عنوان نسبت تنش برشی به کرنش برشی تعریف می‌شود و به‌صورت زیر محاسبه می‌شود.

$$\mu = \rho V_s^2 \quad (6)$$

که ρ چگالی بالک سنگ و V_s سرعت موج برشی است. ρ و V_s را می‌توان با استفاده از تجزیه و تحلیل نمودار یا

از اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی تعیین نمود. مدول بالک به ترکیب سیال منفذی حساس است، درحالی‌که مدول برشی حساس نیست. بعلاوه مدول برشی با جایگزینی سیال تغییر نخواهد کرد. این مفهوم یک مفهوم اساسی برای کاربرد

معادله‌ی گشمن است.

۳ بحث و نتیجه‌گیری

سرعت‌های امواج تراکمی و برشی از داده‌های زمان سیر موج تراکمی و موج برشی تعیین می‌شوند. سرعت موج برشی را می‌توان با استفاده از روابط تجربی تعیین کرد. البته بهتر است روابط بین سرعت‌های V_p و V_s برای یک ناحیه، با توجه به شرایط خاص آن ناحیه به دست آیند. با استفاده از ابزار DSI می‌توان سرعت‌های امواج تراکمی و برشی را با دقت نسبتاً زیاد تعیین کرد.

در این تحقیق نسبت V_p/V_s در یکی از چاه‌های میدان گازی پارس جنوبی در محدوده مخزنی سازند کنگان محاسبه شده است. همچنین داده‌های چگالی از نمودار چگالی در این محدوده بدست آمد. با استفاده از سرعت‌های امواج تراکمی و برشی و چگالی مدول‌های کشسان محاسبه و مقایسه شدند. در شکل ۱ نمودار V_p ، نمودار V_s ، نمودار V_p/V_s ، نمودار چگالی و نمودار گاز کل (برحسب درصد) برحسب عمق برای لایه $K1$ ارائه شده است. در محدوده عمقی ۲۸۰۰ تا ۲۸۲۰ متری نمودار گاز کل میزان زیاد گاز را نشان می‌دهد. در شکل ۲ نمودار مدول‌های کشسان λ ، μ ، مدول بالک، مدول یانگ، نسبت پواسن و نسبت K/μ ، برحسب عمق برای لایه $K1$ ارائه شده است. در شکل ۳ نمودار V_p ، نمودار V_s ، نمودار V_p/V_s ، نمودار چگالی و نمودار گاز کل (برحسب درصد) برحسب عمق برای لایه $K2$ ارائه شده است. در شکل ۴ نمودار مدول‌های کشسان λ ، μ ، مدول بالک، مدول یانگ، نسبت پواسن و نسبت K/μ ، برحسب عمق برای لایه $K2$ ارائه شده است. در محدوده عمقی ۲۹۰۰ تا ۲۹۰۸ متری که نمودار گاز کل میزان زیاد گاز را نشان می‌دهد مقادیر مدول‌های کشسان کاهش یافته است.

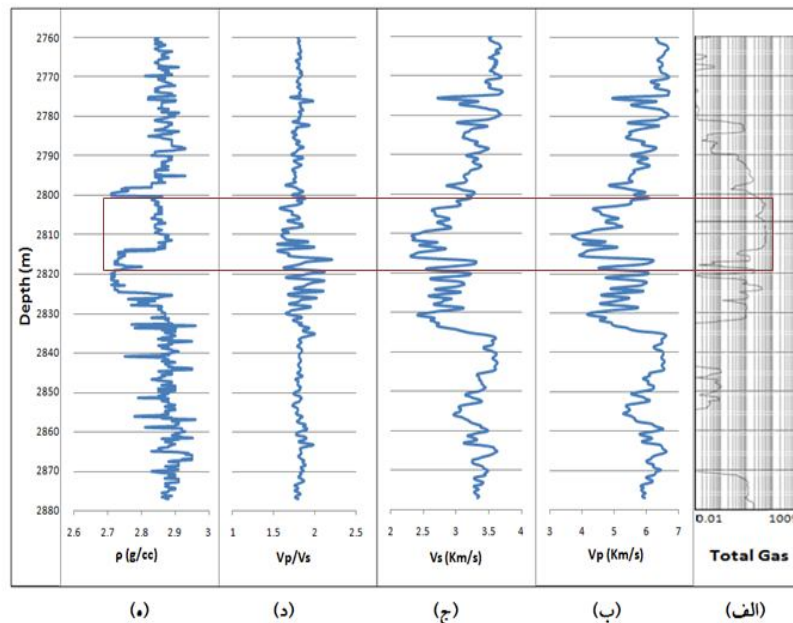
در نتیجه با استفاده از داده‌های صوتی برشی دوقطبی در یک چاه مقادیر V_p و V_s در ناحیه مخزنی به دست آمدند و مدول‌های کشسان محاسبه و مقایسه گردید. نتایج به دست آمده به طور خلاصه عبارتند از:

- ۱- نسبت V_p/V_s نسبتاً کم، می‌تواند موید حضور گاز باشد.
- ۲- مدول‌های کشسان با استفاده از داده‌های DSI با دقت نسبتاً بالایی قابل محاسبه اند.
- ۳- در نواحی که میزان گاز در مخزن نسبتاً زیاد است، مدول‌های کشسان کاهش روند کاهشی از خود نشان می‌دهند.
- ۴- در محدوده‌هایی که مقادیر مدول‌های کشسان λ و μ به یکدیگر بسیار نزدیک‌اند می‌تواند موید وجود گاز باشد.

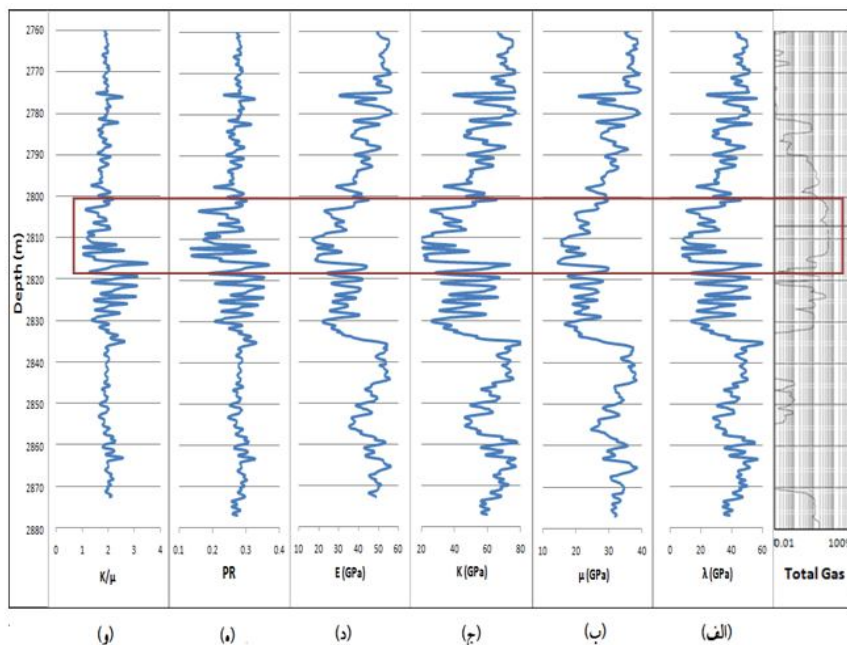
References

1. Adam, L., Batzle, M., and Brevik, I., 2006, Gassmann fluid substitution and shear modulus variability in carbonates at laboratory seismic and ultrasonic frequencies, *Geophysics*, **71**, F173-F183.
2. Carcione, J.M., and Cavallini, F., 2002, Poisson's ratio at high pore pressure, *Geophysical Prospecting*, **50**, 97-106.
3. Dabagh, H., Hazim and Alkhafaf, S., 2011, Comparison of k_p and λ_p in clastic rocks: A test on two wells with different reservoir-quality stacked sands from West Africa, *The Leading Edge* **30**, 986-994.
4. Fjaer, E., Horsrud, P., Raaen, A.M., and Risnes, R., 1992, *Petroleum related rock mechanics*: Elsevier Science Publishers B. V.
5. Fjaer, E., and Holt, R.M., 1994, *Rock acoustics and rock mechanics: Their link in petroleum engineering*, *The Leading Edge*, **13**, 255-258.
6. Gassmann, F., 1951, *Über die Elastizität poroser Medien*, *Vierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesellschaft in Zurich*, **96**, 1-23.

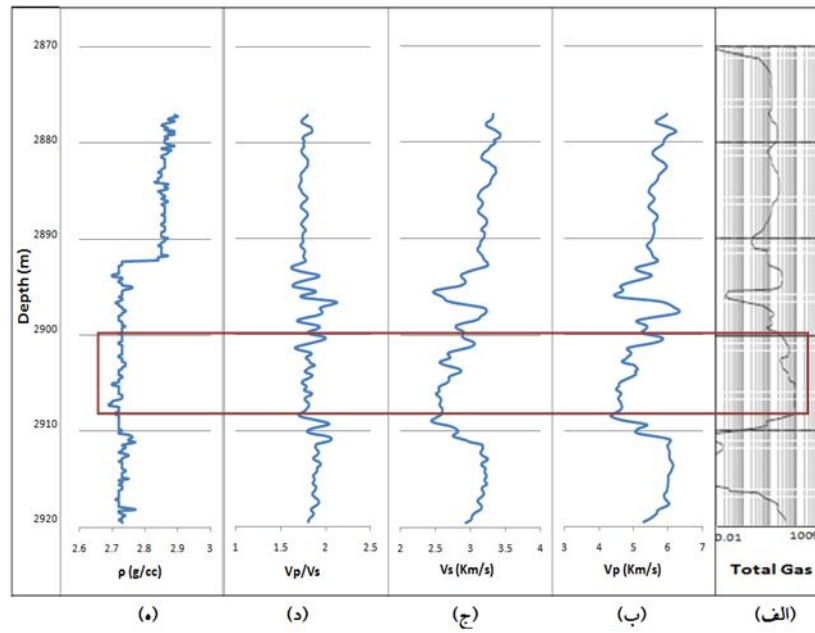
7. Goodway, B., Chen, T., and Downton, J., 1997, Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters, 67th Ann. Internat. Mtg: SEG, 183-186.
8. Hamada, G.M., 2004, Reservoir fluids identification using Vp/Vs ratio. Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, **59**, No. 6, 649-654.
9. Stegent, N., Sorenson, F., Brake, S., and Padva, D., 2005, Methodology to determine rock properties based on available data.



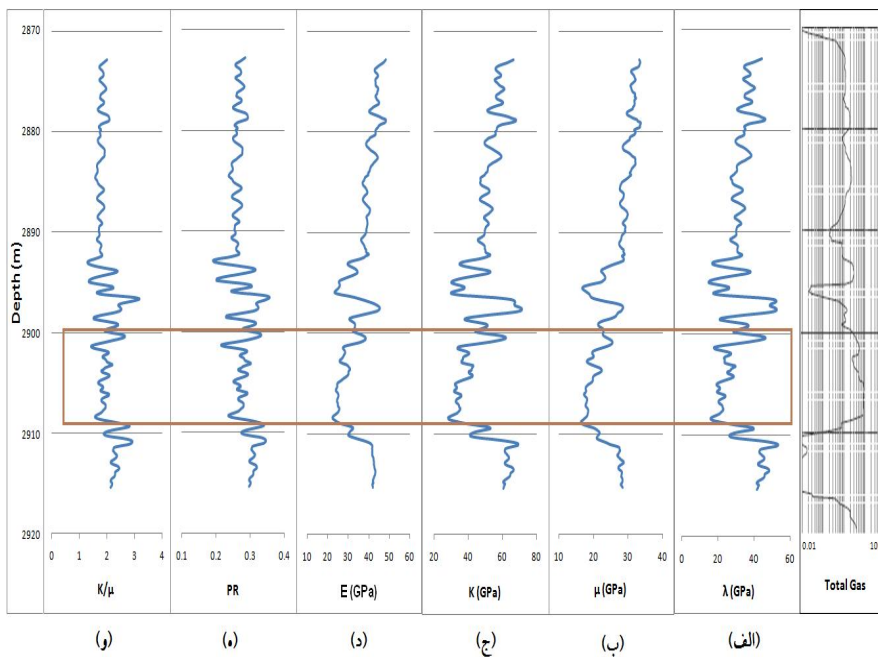
شکل ۱. نمودارهای چاه در محدوده‌ی لایه K1: (الف) گاز کل، (ب) Vp، (ج) Vs، (د) Vp/Vs و (ه) چگالی بر حسب عمق.



شکل ۲. نمودارهای مدول کشسان در لایه K1 (الف) λ، (ب) μ، (ج) K، (د) E، (ه) PR و (و) K/μ بر حسب عمق.



شکل ۳. نمودارهای چاه در لایه K2 (الف) گاز کل، (ب) V_p ، (ج) V_s ، (د) V_p/V_s و (ه) چگالی بر حسب عمق.



شکل ۴. نمودارهای مدول کشسان در لایه K2 (الف) λ ، (ب) μ ، (ج) K ، (د) E ، (ه) PR و (و) K/μ بر حسب عمق.

بررسی کیفیت روش SRME در تضعیف چندگانه های داده لرزه دریایی

زهرا سادات جلیلی^۱، ناصر کشاورز فرج خواه^۲

دانشجوی کارشناسی ارشد^۱، دانشگاه آزاد اسلامی تهران شمال، zahrajalili86@yahoo.com

عضو هیئت علمی پژوهشکده علوم زمین^۲، پژوهشگاه صنعت نفت، keshavarz.N@ripi.ir

چکیده

در برداشت داده لرزه اکتشافی، هدف عمده ثبت بازتابهای اصلی موج لرزه ای است، اما در هنگام برداشت داده علاوه بر امواج بازتاب اصلی، امواج دیگری نیز ثبت می‌شوند که به آنها نوفه می‌گویند. از جمله مهمترین و مشکل سازترین نوفه های همدوس، چندگانه ها هستند که اگر حذف نشوند تصویر لرزه‌ای مفیدی حاصل نخواهد شد، زیرا چندگانه ها خود را همانند بازتابهای اصلی نشان می‌دهند و مفسر را دچار اشتباه می‌کنند. مقدار عمده ای از انرژی چندگانه در داده لرزه دریایی، مرتبط با بازتاب پذیری زیاد بین سطح آب و کف آب است، یعنی جاییکه تباین مقاومت ظاهری صوتی زیادی وجود دارد که سبب می‌شود این دو سطح دارای ضریب بازتاب بزرگی باشند. در این مقاله کیفیت روش SRME در تضعیف چندگانه‌های مرتبط با سطح در مقطع لرزه ای دو بعدی برداشت شده از آبهای عمیق ایران به کمک نرم افزار پردازشی PROMAX مورد بررسی قرار گرفته است. مزیت این روش آن است که بر مبنای داده بوده و نیازی به اطلاعات قبلی (سرعت و ضریب بازتاب و نوع ساختار و...) از لایه های زیرین ندارد. چندگانه ها با استفاده از تعیین بستر دریا برای الگوریتم SRME، مدلسازی و پیش بینی می‌شوند و سپس طبق ضابطه حداقل مربعات بطور انطباقی از داده ورودی کسر می‌شوند. با مقایسه نتایج حاصل از اعمال روش SRME بر روی دو خط لرزه ای دریایی که یکی بستر دریای هموار و دیگری ناهموار را نشان می‌دهد، مشخص شد که این روش در ساختارهای پیچیده زمین شناسی نیز بخوبی قادر به مدلسازی و حذف چندگانه بستر دریا می‌باشد. در کنار عدم وابستگی این روش به مدل سرعتی که معمولاً با خطا همراه است، این که در فرآیند مدلسازی SRME بسته ای از چندگانه ها شامل چندگانه بستر دریا و چندگانه های کوتاه (بین لایه ای) شناسایی و حذف می‌گردد، به عنوان مزیت این روش نسبت به سایر روشها در تضعیف چندگانه های لرزه دریایی مشخص گردید.

واژه‌های کلیدی: بازتاب اصلی، نوفه، چندگانه، مدلسازی چندگانه، پیش بینی چندگانه، کاهش انطباقی

A Study of Multiple Elimination through SRME method on Marine Seismic Data

Zahra Sadat Jalili¹

Naser Keshavarz Faraj Khah²

¹MSc student, Islamic Azad university North Tehran Branch

² Faculty member at the Geoscience Research Division, Research Institute of Petroleum Industry

Abstract

Main target of reflection seismic acquisition is to record primary reflections from underground layer boundaries; however random and coherent noises are recorded while seismic data recording. Multiples are of the main disturbing coherent noises which could mask seismic signals and cause an improper interpretation of seismic data; especially in areas consist of smooth and gentle characteristics of the underground sediments. Surface Related Multiples, are kind of multiple raised by strong interface of sea bed and water column, in marine seismic data. In this study, using Promax software, SRME method applied on 2-D deep marine seismic data offshore Iran to eliminate the surface related multiples. Despite other surface related multiple elimination methods, SRME does not need any prior information about velocity field, underground structure, or reflectivity. SMRE is a data derived method which is benefit the sea bed geometry for predicting the sea bed multiples which could be subtracted adaptively from real data. Comparing quality of SRME in two seismic lines, one with smooth and other rough sea bed showed that SRME method was successful to eliminate the multiples even in complex geometry of the sea bed. Eliminating a series of inter-bed multiples related to

sea bed multiple, is another benefit of SRME compared to other multiple elimination methods.

Key words: Primary reflection , noise , multiples ,Modeling multiple, Prediction multiple, Adaptive Subtraction

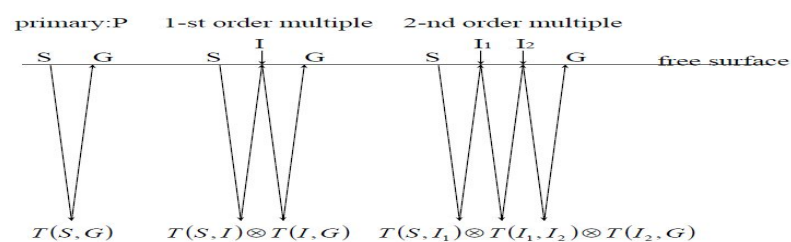
مقدمه

زمانی که پرتو موج در مسیر حرکت خود در بین لایه ها چندین بار بازتابیده شود چندگانه ها به وجود می آیند. چندگانه های مربوط به یک لایه با تأخیر زمانی نسبت به بازتابهای اصلی همان لایه توسط گیرنده ثبت می شوند. در نتیجه بر روی رکوردهای لرزه ای بازتابنده های مجازی در زمانهای مربوط به اعماق بیشتر، مشاهده می شود. این پدیده باعث کاهش کیفیت داده های لرزه ای و گاهی باعث تفسیرهای غلط زمین شناسی می شود. چندگانه ها، در روشهای معمول در مرحله پردازش با توجه به خاصیت تکرارپذیری با ماهیت سرعت پایین مشخص و تضعیف می گردند. یعنی برای تضعیف چندگانه ها به اطلاعات قبلی از وضعیت زیر زمین (ساختار زمین شناسی، سرعت لایه ها و تباین مقاومت ظاهری صوتی) نیاز است. هنگامی که در عملیات اکتشاف لرزه ای با ساختارهای پیچیده زمین شناسی سر و کار داریم، روشهای مرسوم اغلب به خوبی قادر به حذف چندگانه ها نیستند. ولی جهت تفسیر پذیر شدن داده های لرزه ای باید این چندگانه ها را شناسایی، مدلسازی و تضعیف نمود تا درصد نوفه داده های لرزه ای کاهش یافته و تصویر قابل قبولی از زیر سطح ارائه شود. در حالت کلی روشهایی که می توانند پاسخگوی تکنیکهای اکتشافی باشند باعث افزایش هزینه پردازش می شوند، هزینه اضافی پردازش در مقایسه با هزینه حفاری یک چاه خشک (غیر تولیدی) اصلاً زیاد نیست (وگلین، ۱۹۹۹). گاهی بدلیل ازدیاد چندگانه ها امکان تحلیل سرعت دقیق و تهیه مدل سرعتی مناسب برای تصحیح NMO و تهیه مقطع برانبارش شده صحیح وجود ندارد، زیرا ممکن است روند سرعتی چندگانه ها به اشتباه بجای روند سرعت اولیه ها انتخاب شود. بنابراین استفاده از روشهای تضعیف چندگانه که به تصحیح NMO و مقطع برانبارش شده نیاز دارند، یعنی مبتنی بر سرعت هستند، ممکن نیست. روش SRME مبتنی بر داده که به اطلاعات سرعتی نیاز ندارد، نسبت به سایر روشهای تضعیف چندگانه ها ارجحیت دارد (ورش و برخوت، ۱۹۹۷). در این روش ابتدا بازتابهای چندگانه در یک منطقه ای خاص شناسایی شده، آنگاه توسط نرم افزار پردازشی ویژه، مدلسازی و در نهایت با اعمال کاهش انطباقی نسبت به تضعیف آن اقدام می شود.

تئوری SRME

چندگانه ها توسط همامیخت فاصله ای از داده (لرزه نگاشت) ورودی با یک سری داده (لرزه نگاشت) مصنوعی، پیش بینی می شوند. این داده های مصنوعی از تجزیه داده ورودی به اولیه ها حاصل می شوند، بدین معنا که مکان هر گیرنده ای که اولیه را ثبت کرده است بعنوان مکان چشمه جدید برای اولیه بعدی در نظر گرفته می شود. یعنی مکان چشمه هر اولیه منطبق بر مکان گیرنده است. حال از حاصل جمع همامیخت ردلرزه های داده ورودی با ردلرزه های داده مصنوعی، چندگانه ها تشکیل و پیش بینی می شوند. این الگوریتم بجای استفاده از یک داده دیگر بعنوان تخمین داده بدون چندگانه، خود داده ورودی را به داده مصنوعی تبدیل کرده و از عمل همامیخت داده با خودش، برای پیش بینی چندگانه استفاده می کند. پس بطور خلاصه می توان گفت: منظور از پیش بینی چندگانه از طریق همامیخت داده با خودش این است که هر داده ورودی به شکل اولیه ها تجزیه شده و از همامیخت این اولیه ها با یکدیگر به چندگانه های مرتبه مختلف می رسیم و از حاصل جمع این همامیختها کل چندگانه حاصل از بازتابنده مورد نظر بدست می آید (شکل ۱). حال با کاهش انطباقی می توان کل چندگانه را از داده ورودی کسر نمود.

Convolution method



$$(T \otimes T)_{S,R} = \sum_I T(S, I) \otimes T(I, R)$$

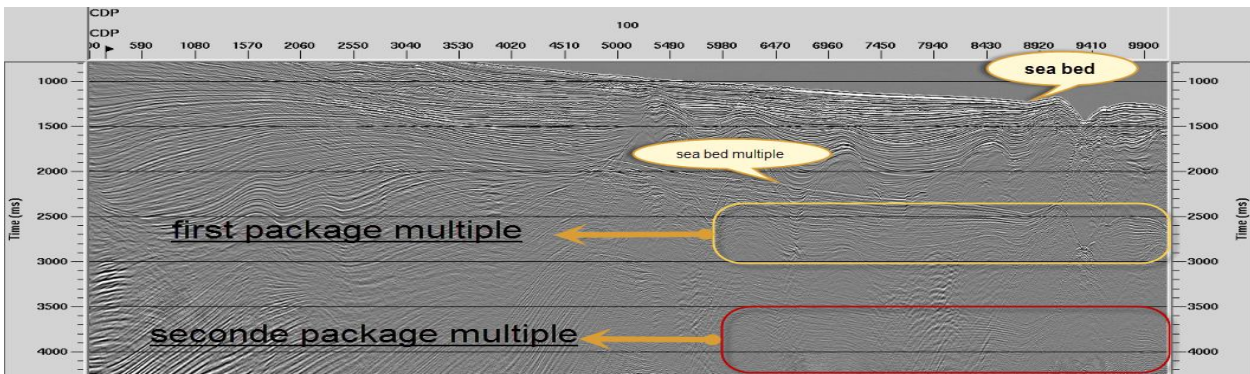
شکل ۱. شناسایی چندگانه ها با تجزیه موج بازتابی تکراری به مولفه های چندگانه آن (برخوت ۱۹۹۱).

روش تحقیق

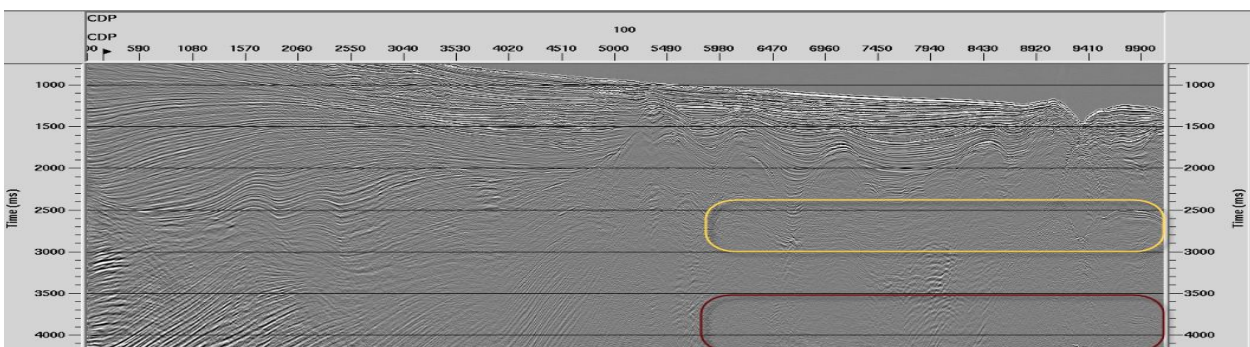
در این تحقیق ابتدا بازتابهای چندگانه در یک منطقه ای خاص شناسایی شده، آنگاه توسط نرم افزار پردازشی ویژه، مدلسازی و در نهایت با اعمال کاهش انطباقی نسبت به تضعیف آن اقدام می شود. روش SRME با استفاده از نسخه ۶ نرم افزار پردازشی Promax محصول شرکت Landmark بر روی تعدادی از ورداشتهای نقطه عمقی مشترک داده واقعی دو خط لرزه ای دو بعدی دریایی اعمال شده است.

اعمال SRME بر روی داده واقعی

در این مقاله دو خط لرزه ای دریایی از مجموعه داده های لرزه ای برداشت شده در آبهای عمیق ایران به منظور حذف چندگانه های بستر دریا در نظر گرفته شد. یکی از این دو خط با امتداد شمالی- جنوبی و دیگری در جهت شرقی- غربی برداشت شده اند. در طول خط شمالی- جنوبی عمق آب با شیب ملایمی از جهت شمال به جنوب افزایش می یابد (شکل ۲). در خط لرزه ای با امتداد شرقی- غربی، تغییرات توپوگرافی محدود به تاثیر گسلهای نرمال و راندگی، و نیز اثر دودکش های گازی و گل فشان ها می شود. بر روی خطوط لرزه ای مورد نظر، مراحل پیش پردازش اعمال شده و نوفه ها (تصادفی و با دوره تناوب کوتاه) بجز چندگانه ها تقریباً از روی داده مورد نظر حذف شده اند. چندگانه بستر دریا به صورت خطی که از تغییرات بستر دریا تبعیت می کند بر روی مقاطع مشاهده می شود. مقایسه مقطع لرزه ای شمالی- جنوبی پیش و پس از SRME (شکل های ۲ و ۳) حذف کامل بسته چندگانه های دوم بستر دریا را نشان می دهد. چندگانه های اول بستر دریا نیز به خوبی در داده ها تضعیف شده است در حالیکه سیگنال بازتابهای اصلی (اولیه ها) بر جای مانده است. چنانچه در این شکل ها مشاهده می شود، فرآیند SRME در کلیه اعماق به خوبی انجام شده است. با این ملاحظات می توان بیان نمود که SRME در شرایط توپوگرافی ملایم بستر دریا بخوبی عمل نموده است. در خط لرزه ای با امتداد شرقی- غربی که توپوگرافی بستر دریا حالت غیر یکنواخت دارد و عمق آب در آن بطور متوسط ۱۳۰۰ متر می باشد، تنها چندگانه های مرتبه ۱ بستر دریا قابل مشاهده است. فرآیند SRME اعمال شده بر روی این خط نیز قادر به حذف چندگانه های بستر دریا بوده است و چندگانه ها بخوبی در قسمتهایی که توپوگرافی شدید (شیب زیاد) است تضعیف شده اند.



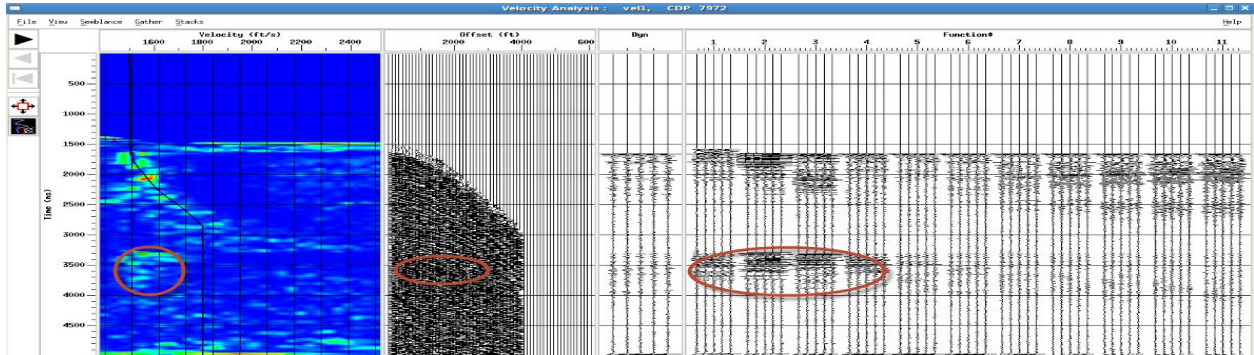
شکل ۲. مقطع برانبارش خط شمالی- جنوبی قبل از SRME



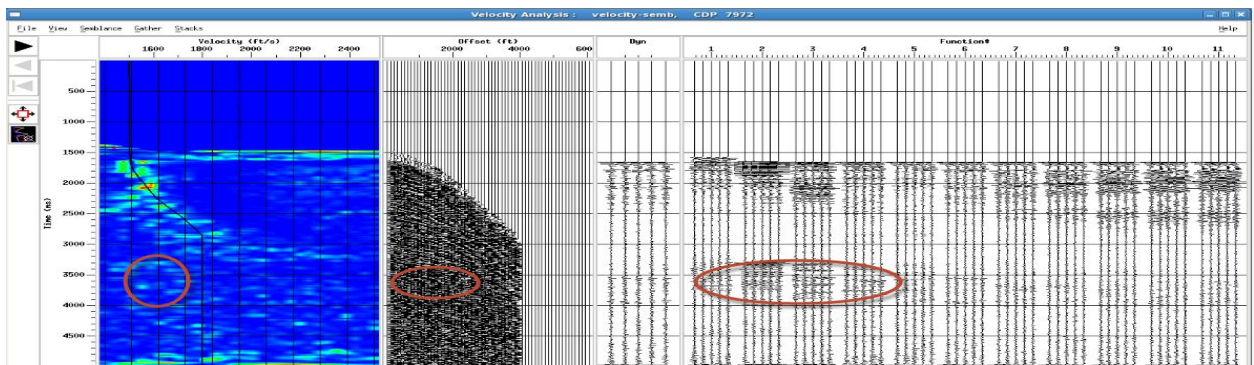
شکل ۳. مقطع برانبارش خط شمالی-جنوبی بعد از SRME

تحلیل سرعت خط لرزه ای شرقی - غربی

یکی از ملاکهای تمایز چندگانه ها از بازتابهای اصلی، رفتار دور افت متفاوت این رخدادها می باشد. عدم تبعیت دور افت چندگانه از رابطه هذلولی و شیب بیشتر از بازتابهای اصلی، موجب ظاهر شدن چندگانه ها بصورت نقاط دارای سرعتهای پایین در مقاطع شباهت سرعت لرزه ای می باشد. چنانچه در شکل ۶ دیده می شود، روند سرعتی چندگانه ها قبل از اعمال SRME بخوبی در شکل تحلیل شباهت سرعتی قابل مشاهده است. روند سرعتی چندگانه ها بعد از اعمال SRME همانطور که در قسمت مشخص شده شکل ۷ قابل مشاهده است نسبتا خوب تصحیح شده است. و این موضوع گویای تاثیر خوب اعمال روش SRME برای تضعیف چندگانه ها می باشد



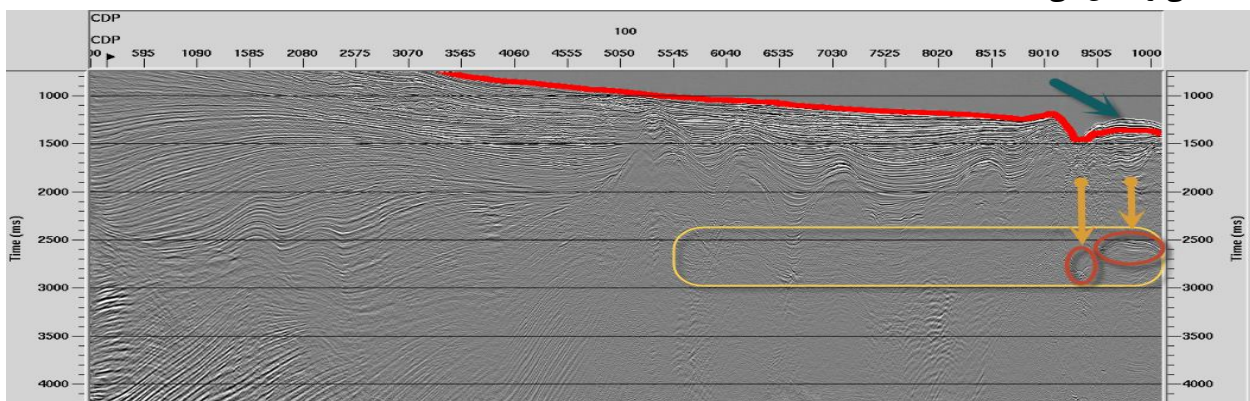
شکل ۶. تحلیل شباهت سرعت خط لرزه ای شرقی - غربی قبل از اعمال SRME



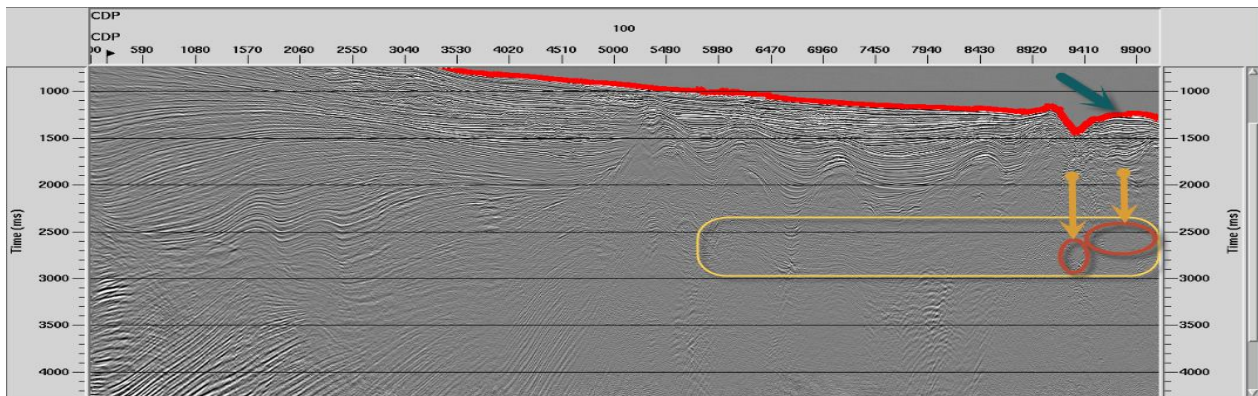
شکل ۷. تحلیل شباهت سرعت خط لرزه ای شرقی - غربی بعد از اعمال SRME

بهینه سازی پارامترهای SRME به منظور حذف بهتر چندگانه ها

به منظور بررسی تاثیر پارامترهای محاسبه SRME جهت حذف بهتر چندگانه ها، پارامترهای مؤثر در الگوریتم SRME تغییر داده شد و بهترین شکل از مؤثرترین پارامتر در حذف بهتر چندگانه ها تعیین گردید. از جمله پارامترهای مورد بررسی می توان به طول فیلتر در کاهش انطباقی و کیفیت افق بستر دریای انتخاب شده، اشاره نمود. پیش بینی می شد که افزایش طول فیلتر اپراتور موجب کاهش کیفیت SRME شود، در حالیکه این مطالعه نشان داد که تغییر طول فیلتر موجب بهبود قابل ملاحظه ای در خروجی SRME نگردید. اما با بهبود کیفیت انتخاب کردن (پیک) افق بستر دریا، اندک آثار به جا مانده از چندگانه ها به شکل بهتری تضعیف گردید. شکل های ۸ و ۹ به ترتیب تضعیف چندگانه ها با اعمال SRME بر اساس افق بستر دریای انتخاب شده در حالت خودکار و با انتخاب دستی را نشان می دهد.



شکل ۸. مقطع برانبارش خط شمالی - جنوبی بعد از SRME با پیک اتوماتیک بستر دریا



شکل ۹. مقطع برانبارش خط شمالی - جنوبی بعد از SRME با پیک دقیق(دستی) بستر دریا

نتیجه گیری

با توجه به بررسی های انجام شده بر روی مقاطع برانبارش دو خط لرزه ای دریایی نتایج زیر در رابطه با تضعیف چندگانه های مرتبط با سطح با اعمال روش SRME ، بدست آمده است.

(۱) با توجه به اینکه در یک بسته چندگانه، چندگانه سطحی ناشی از بستر دریا و اثر بازتابنده های زیرین بر چندگانه بستر دریا وجود دارد، و SRME توانسته است کل بسته چندگانه را بخوبی مدلسازی و تضعیف نماید، پس می توان گفت علاوه بر چندگانه مربوط به سطح(چندگانه ناشی از بستر دریا) اثر بازتابنده های زیرین بر چندگانه سطحی نیز تضعیف شده است.

(۲) نتایج نشان می دهد که فرآیند حذف چندگانه مربوط به سطح ، در بسیاری از زمانهای رفت و آمد(گیت های زمانی) جاییکه ویژگی برونراند اولیه ها و چندگانه ها بسیار مشابه است ، همچنین برای مواقعی که سیستم پیچیده(بازتابنده ناهموار) تولید چندگانه وجود دارد کارایی مناسبی دارد.

(۳) حساسیت سنجی صورت گرفته بر روی پارامترهای SRME نشان داد که تنها پارامتر مؤثر در این روش کیفیت انتخاب بازتابنده ها است، که با بهتر شدن کیفیت انتخاب بستر دریا، چندگانه های باقی مانده بهتر تضعیف شدند. و تغییر پارامتر طول اپراتور فیلتر، بهبودی در حذف و تضعیف چندگانه ها ایجاد نمود.

(۴) روش SRME نسبت به سایر روشها، نیاز به زمان و فضای حافظه کامپیوتر کمتری دارد.

منابع

جلیلی، ز.، ۱۳۹۱، حذف چندگانه ها در داده های لرزه ای دریایی با بهینه سازی پارامترهای روش SRME، پایان نامه کارشناسی ارشد ژئوفیزیک. دانشگاه آزاد اسلامی. واحد تهران شمال.

Berkhout , A. J. and Verschuur , D. J., 1997, Estimation of multiple scattering by iterative inversion, part I: Theoretical considerations, *Geophysics*, 62: 1586–1595.

Verschuur, D.J. and Berkhout, A. J. and Wapenaar, C.P.A., 1991, Surface-Related Multiple Elimination: Application on Real Data. *61th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts*, 10, 1476–1479.

Verschuur, D. J. and Berkhout, A. J., 1997, Estimation of multiple scattering by iterative inversion, Part II: Practical aspects and examples. *Geophysics*, 62, 1596–1611.

Weglein, A. B., 1999, Multiple attenuation: an overview of recent advances and the road ahead (1999): *THE LEADING EDGE*, 18, no. 1, 40-44.

آمپدانس پوآسن و فاکتور تعدیل کننده ی پوآسن: دو نشانگر لرزه‌ای پیشرفته

هاله کربلاعلی^۱، محمدعلی ریاحی^۲

^۱ کارشناس ارشد مهندسی اکتشاف نفت، دانشگاه صنعت نفت، haleh_karbalaali@yahoo.com

^۲ عضو هیئت علمی، موسسه ژئوفیزیک دانشگاه تهران، mariahi@ut.ac.ir

چکیده

تعیین رخساره های سنگی مخزن به ویژه نواحی حاوی سیال هیدروکربوری یکی از اهداف مهم در مطالعات لرزه ای مخزن است. در مطالعه ی پیش رو با در اختیارداشتن داده های لرزه ای پیش از برانبارش و تنها چاه موجود، نشانگرهای لرزه ای پیشرفته ی آمپدانس پوآسن و فاکتور تعدیل کننده ی پوآسن جهت تفکیک ناحیه ی مخزنی مورد بررسی قرار گرفته اند. آمپدانس پوآسن قادر به تشخیص لایه ی مخزنی در بین لایه های غیرمخزنی بالا و پایین است اما تشخیص ستون سیال هیدروکربوری توسط نشانگر فاکتور تعدیل کننده ی پوآسن به راحتی امکان پذیر گشت. رسم متقاطع فاکتور تعدیل کننده ی پوآسن نسبت به آمپدانس پوآسن در محل چاه حاکی از مزیت نشانگر فاکتور تعدیل کننده ی پوآسن جهت تشخیص نواحی کاملاً محتمل مخزنی است.

۱ مقدمه

آمپدانس پوآسن (PI) نخستین بار در سال ۲۰۰۶ توسط کوآکنبوش به دنیای علم معرفی شد. این نشانگر فواید نشانگرهای نسبت پوآسن و چگالی را توامان دارا می باشد. ترسیم متقاطع آمپدانس صوتی نسبت به آمپدانس برشی قادر به تفکیک مناسب رخساره های مختلف نمی باشد در حالیکه چرخشی در این نمودار در قالب معرفی نشانگر جدید آمپدانس پوآسن به خوبی قادر است رخساره های مختلف را مشخص نماید (پراکاش و همکاران، ۲۰۱۲). نشانگر PI به صورت روبرو تعریف میشود: $PI = AI - C * SI$

فاکتور تعدیل کننده ی پوآسن (PDF) در سال ۲۰۰۷ توسط مازومدار در راستای مطالعاتش بر نشانگر آمپدانس پوآسن ارائه شد. این نشانگر حساسیت بیشتری به وجود سیال هیدروکربوری نسبت به نشانگر آمپدانس پوآسن داشته و نیز گسترش رخساره ی مخزنی در فضای PDF نسبت به فضای PI بیشتر است. نشانگر PDF به صورت زیر تعریف میشود: $PDF = PI * \sigma$

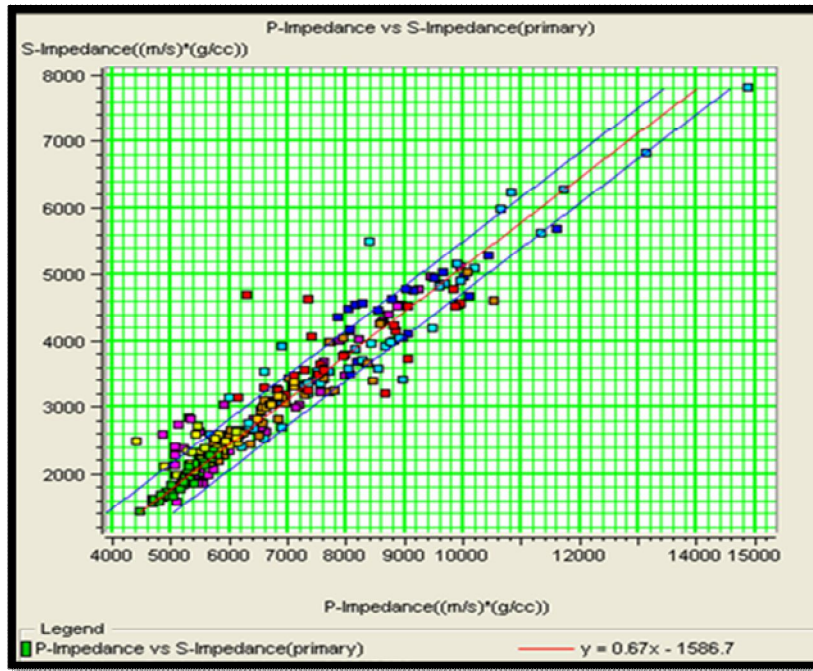
در این مطالعه با در اختیار داشتن داده های لرزه نگاری پیش از برانبارش و تنها چاه موجود، نشانگرهای آمپدانس پوآسن و فاکتور تعدیل کننده ی پوآسن که از نتایج وارون سازی پیش از برانبارش داده های لرزه ای حاصل میشوند جهت تعیین ناحیه مخزنی مورد بررسی قرار میگیرند.

۲ روش تحقیق

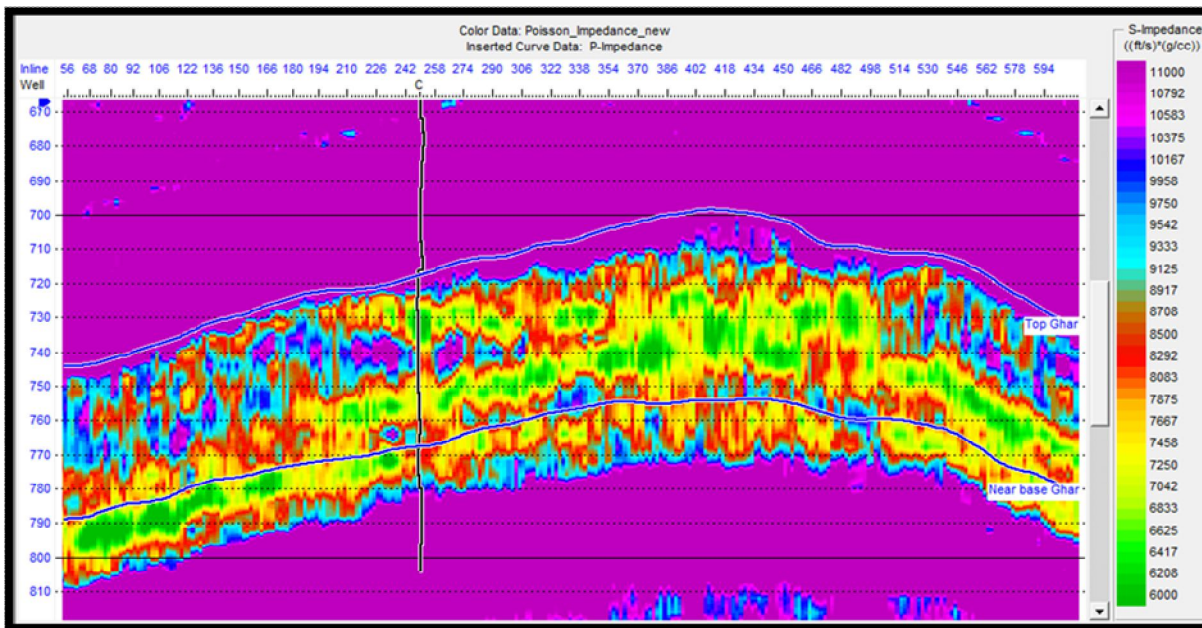
در ابتدا با اعمال روش وارون سازی پیش از برانبارش، مقاطع آمپدانس صوتی و برشی به دست آمد. برای ایجاد مقطع آمپدانس پوآسن، نیاز است که مقدار پارامتر در محل چاه تعیین شود. همانگونه که در شکل ۱ پیداست، شیب خط عبوری از نقاط در ترسیم متقاطع آمپدانس صوتی نسبت به آمپدانس برشی در محل چاه ۰.۶۷ است در نتیجه مقدار این پارامتر ۱.۴۹ خواهد شد. مقطع فاکتور تعدیل کننده ی پوآسن نیز با داشتن مقطع نسبت پوآسن و آمپدانس پوآسن قابل محاسبه است.

۳ نتیجه گیری

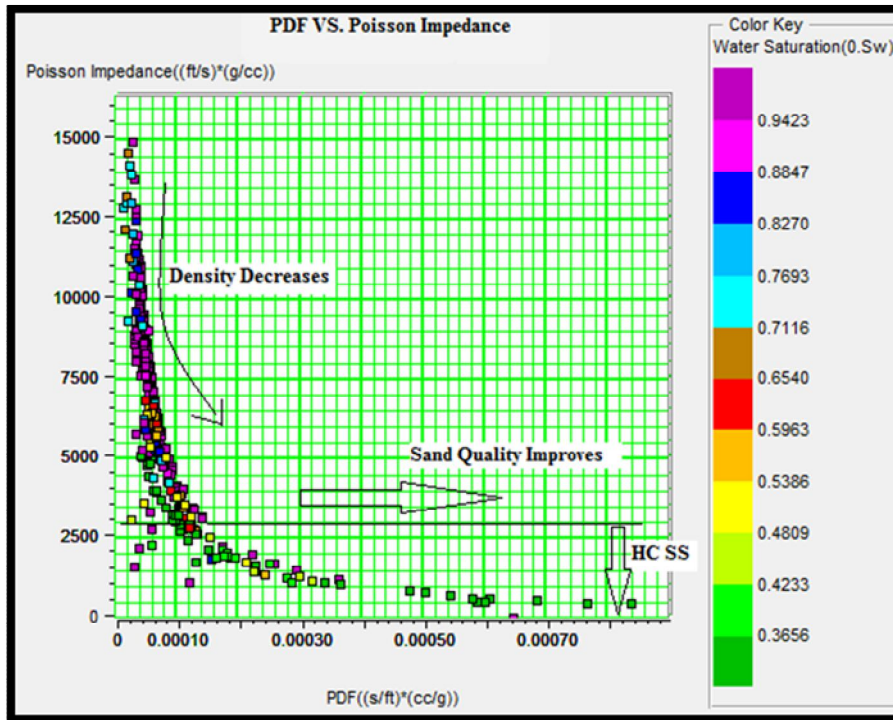
در این مطالعه، همان گونه که در شکل ۲ پیداست، نشانگر آمپدانس پوآسن لایه مخزنی با آمپدانس پایین را در بین لایه های غیرمخزنی بالایی و پایینی مشخص نمود در حالیکه فاکتور تعدیل کننده ی پوآسن، مطابق شکل ۴ ستون هیدروکربوری را درون لایه ی مخزنی به خوبی نمایان ساخت. به طور کلی، از آنجاییکه رخساره ی مخزنی در فضای PDF نسبت به PI گسترش بیشتری دارد، این نشانگر قادر است ناحیه ی حاوی سیال هیدروکربوری را با دقت بالایی تعیین نماید. همانگونه که در شکل ۳ نیز پیداست، نشانگر PDF میتواند نواحی مخزنی با کیفیت را از سایر نواحی مخزنی آغشته به شیل و یا سایر لیتولوژی های غیر مخزنی تفکیک نماید.



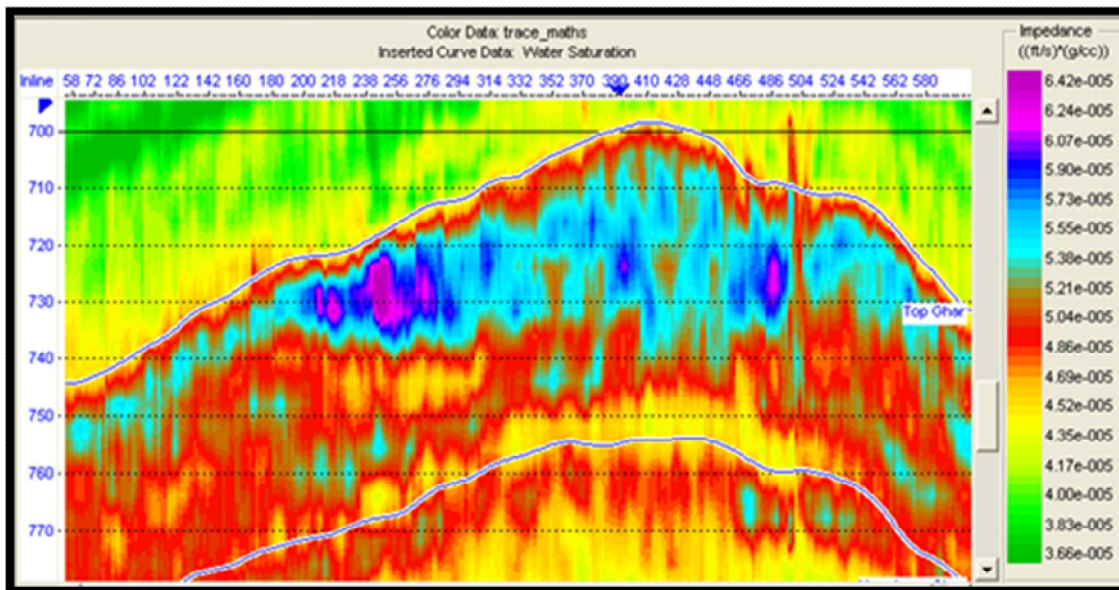
شکل ۱: رسم متقاطع آمپدانس صوتی نسبت به آمپدانس برشی در محل چاه.



شکل ۲: مقطع آمپدانس پواسن.



شکل ۳: رسم مقاطع فاکتور تعدیل کننده ی پواسن نسبت به آمپدانس پواسن.



شکل ۴: مقطع فاکتور تعدیل کننده ی پواسن.

منابع

Mazumdar P., 2007, Poisson Dampening Factor, The Leading Edge, Vol. 26, No. 7, 850-852.
 Prakash P., Singh S.K., Chetia B., Chaudhuri P.K., Mohan S., and Das S.K., 2012, Application of Advanced tools for reservoir characterization-EEI and Poisson Impedance: a case study, GEOHORIZONS, January 2012, 50-55.
 Quakenbush M., Shang B. and Tuttle C., 2006, Poisson Impedance, The Leading Edge, Vol. 25, No. 2,128-138.

تاثیر تغییر فاکتور کیفیت بر تضعیف نوفه اتفاقی با استفاده از تبدیل موجک

گسسته

محمد ایرانی مهر*^۱، محمد علی ریاحی^۲، علیرضا گودرزی^۳ و مهدی چاکری^۴

^۱ دانشجوی کارشناسی ارشد، موسسه ژئوفیزیک دانشگاه تهران. mohamad_shamon@ut.ac.ir

^۲ دانشیار گروه فیزیک زمین، موسسه ژئوفیزیک دانشگاه تهران. riahi@ut.ac.ir

^۳ دانشجوی دکتری، موسسه ژئوفیزیک دانشگاه تهران. aligoudarzi@ut.ac.ir

^۴ کارشناس ارشد ژئوفیزیک، سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور. chakeri.mahdi@gmail.com

چکیده

وجود نوفه اتفاقی، که حاصل حرکت نوسانی و بی نظم ذرات محیط در هنگام داده برداری است، کیفیت مقطع لرزه ای را کاهش می دهد. در سال های اخیر تبدیل موجک به عنوان گزینه ای کارآمد در حوزه پردازش سیگنال معرفی شده است. تبدیل موجک گسسته دیادیک به دلیل داشتن فاکتور کیفیت ثابت و پایین در مواردی که ماهیت نوسانی سیگنال بالا است نمی تواند تفکیک پذیری مطلوب را بدست بدهد.

در این تحقیق با تبدیل موجک جدیدی با نام تبدیل موجک اتساع گویا (RDWT) که تفکیک پذیری زمان-فرکانس را بهبودی محدود می دهد، استفاده شده است، و سعی شده تا پارامترهای مناسب جهت تضعیف نوفه اتفاقی از مقطع لرزه ای معین گردد. در مرحله بعد با آستانه گذاری نرم و همچنین آستانه گذاری گاروت، تضعیف نوفه اتفاقی بررسی شده است. پارامترهای مناسب بروی داده مصنوعی و واقعی اعمال گردید و نتایج در ادامه تحقیق ارائه شده است.

واژه های کلیدی: تبدیل موجک گسسته. نمونه برداری گویا، تبدیل موجک اتساع گویا، آستانه گیری نرم، آستانه گیری گاروت.

Effect of The Quality-factor change on the random noise attenuation using wavelet transform

Mohammad Irani mehr¹, Mohammad Ali Riahi², Ali Reza Goudarzi³, Mehdi Chakeri⁴

¹ M.Sc. student Institute of Geophysics, University of Tehran, Iran. E-mail: mohamad_shamon@ut.ac.ir,

² Phd, master of Institute of Geophysics, University of Tehran, Iran. E-mail: mariahi@ut.ac.ir,

³ Phd student Institute of Geophysics, University of Tehran, Iran. E-mail: aligoudarzi@ut.ac.ir

⁴ M.Sc. Geological survey of Iran E-mail: chakeri.mahdi@gmail.com

abstract

Presence of random noise, the result oscillatory and disordered motion of the particles during the operation, reduces the quality of the seismic section. In recent years wavelet transform as an efficient option was introduced in signal processing. The dyadic discrete wavelet transform due to the low quality factor in cases where the signal has high oscillatory nature can't give the desired resolution.

In this paper, a new type of wavelet transform called Rational Dilation Wavelet Transform (RDWT) had been applied. This transform can improve resolution in time - frequency, we try to find proper Q-factor and other related parameters, in purpose of random noise attenuation. In the next stage by using the soft and Garrote thresholding, the suitability of parameters for random noise attenuation was investigated. Proper parameters were applied on synthetic and real data and then results of the research are presented in table and figures.

Key words: Discrete Wavelet transform. Rational Sampling , RDWT, The soft threshold, Non-Negative Garrote threshold.

۱. مقدمه

وجود نوفه اتفاقی در مقطع لرزه ای مسئله ای آزار دهنده ولی غیر قابل اجتناب می باشد که باعث پایین آمدن کیفیت مقطع لرزه ای می شود. روش ها زیادی برای برای تضعیف نوفه اتفاقی از مقطع لرزه ای بکار گرفته شده است تعداد زیادی از روشهای حذف نوفه براساس تبدیلات زمان فرکانس می باشند از جمله فیلتر پیشگو بکار رفته توسط کانالس (کانالس، ۱۹۸۴) و تبدیل کسینوس گسسته (رحمتی و ریاحی، ۱۳۸۹) یا فیلتر غیر خطی پیشگو (گلونای، ۱۹۸۶) و تبدیل S (عسگری و سیاهکوهی، ۱۳۸۴).

در سال های اخیر تبدیل موجک به عنوان یک ابزار قدرتمند برای تجزیه و تحلیل سیگنال های ناپایدار در زمان و مکان شناخته شده است. در حال حاضر بسیاری از فیلتر های بر پایه تبدیل موجک، از موجک گسسته دو دویی (دیادیک) استفاده می کنند، تبدیل موجک دودویی بر سیگنال هایی که رفتار نوسانی زیاد داشته باشند کمتر موثر است (بایرام و سلزینیک، ۲۰۰۹). تبدیل موجک RDWT خانواده ای از موجک ها را که دارای محدوده ی فرکانسی متنوعی از Q-factor ها می باشد را توسعه می دهد (Q-factor یا فاکتور کیفیت در فیلتر های میانگذر نسبت فرکانس میانی به عرض باند است) که در مقایسه با موجک دوتایی می توان تفکیک پذیری فرکانسی بالاتری داشته باشد. تبدیل موجک RDWT بر مبنای حوزه ی زمان طراحی شده است و اجزای آن بر مبنای FFT است، هرچند فیلتر های به کار رفته در RDWT، FIR نیستند، پاسخ فیلتر در حوزه ی زمان به سرعت تضعیف می شود و موجک به خوبی در زمان و فرکانس محلی می شود. RDWT تقریباً نامتغیر با زمان و به سادگی وارون پذیر است (بایرام و سلزینیک، ۲۰۰۹). در این تحقیق در ابتدا داده مصنوعی با تبدیل موجک RDWT تجزیه گردید و با آستانه گیری نرم و همچنین آستانه گیری گاروت نوفه از سیگنال جدا گردید و پس از بدست آوردن پارامتر های مناسب (باتوجه به جدول)، این تبدیل برای تضعیف نوفه اتفاقی از داده واقعی استفاده گردید.

۲. روش تحقیق

در این تحقیق از روش RDWT (Rational-Dilation Wavelet Transforms) برای حذف نوفه اتفاقی از مقطع لرزه ای استفاده می شود، برتری این روش به تبدیل موجک گسسته دو دویی (Dyadic) برخوردار این روش از Q-factor های متفاوت و بیش کامل بودن آن است، این روش بخاطر توانایی در انتخاب درجه بیش کاملی و Q-factor مناسب بهتر می تواند به حذف نوفه بپردازد و صدمه کمتری به سیگنال وارد می کند (ایرانی مهر و همکاران، ۲۰۱۳). ارتباط Q-factor با عرض باند و فرکانس مرکزی با رابطه (۱) بیان می شود:

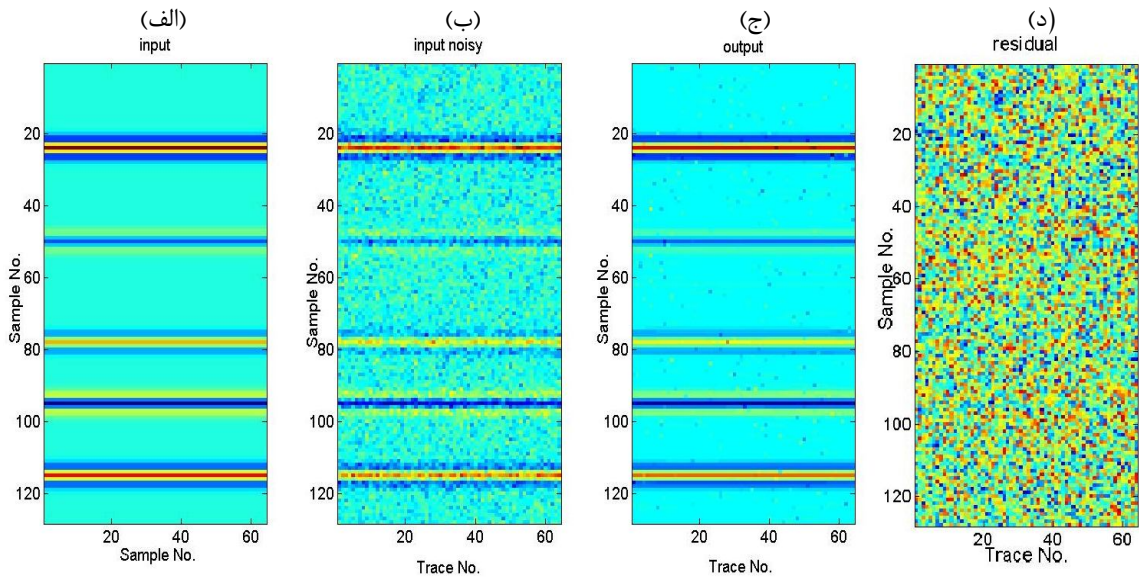
$$Q = RF/BW, BW = RF/Q \quad (1)$$

بایرام و سلزینیک خانواده ای از موجک ها را که دارای محدوده ی متنوعی از Q-factor ها بود را توسعه دادند که در مقایسه با موجک دوتایی می توان تفکیک پذیری فرکانسی بالاتری داشته باشد. خاصیت نوسانی در این تبدیل جدید با سه متغیر p, q, s تغییر می کند و این تبدیل می تواند بازه محدودی از Q-factor ها را ایجاد کند، ارتباط Q-factor با این پارامتر ها با کمک رابطه (۲) بیان میشود (بایرام و سلزینیک ۲۰۰۹).

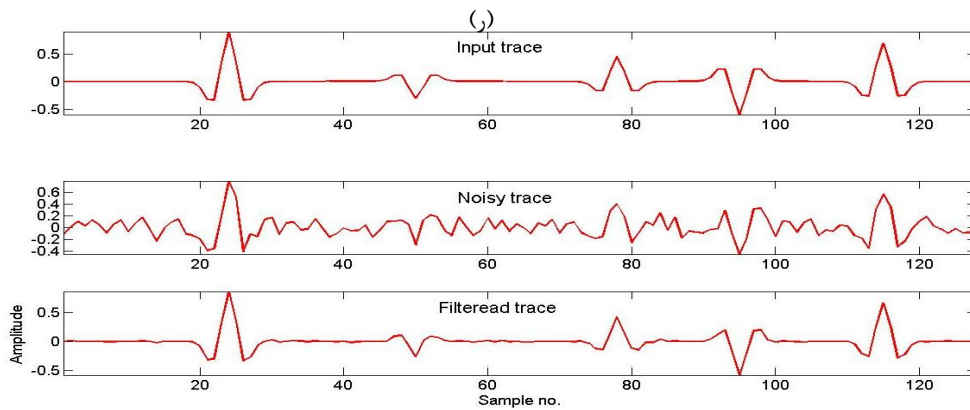
$$Q = \frac{RF}{BW} = \sqrt{\frac{p}{q}} \frac{1}{1 - p/q} \quad (2)$$

در مرحله بعد ما برای انتخاب فاکتور کیفیت مناسب، به منظور تضعیف نوفه اتفاقی (به کمک تغییر پارامترهای q, p, s) و سپس از آنالیز سیگنال، با کمک آستانه گیری نرم و آستانه گیری گاروت متناسب با سطح نوفه اتفاقی، نوفه اتفاقی را از سیگنال اصلی جدا نمودیم (دونوهو، ۱۹۹۵) (گاوو، ۱۹۹۸). در طول مراحل جداسازی نوفه از سیگنال آستانه برای دو نوع آستانه گیری ثابت بوده است. این تبدیل یک بعدی می باشد و هر تریس را به طور جداگانه تجزیه و بازسازی می کند که این موضوع باعث بالا آمدن سرعت پردازش می شود. با توجه به نتایج بدست آمده در جدول، پارامتر های مناسب برای تضعیف نوفه اتفاقی $p=1, q=2, s=1$ بدست آمدند. و فاکتور کیفیت مربوط به آن ۱.۴ می

باشد. مراحل پردازش ۸ مرحله بوده است. از این پارامترها را در تضعیف نوفه اتفاقی از داده دریایی با سطح نوفه بالا ، استفاده نمودیم این تبدیل توانست بخوبی سطح نوفه اتفاقی را پایین آورد و پیوستگی داده ها را بهبود ببخشد.



الف) مقطع مصنوعی اولیه. ب) مقطع مصنوعی با ۴۰٪ نوفه اتفاقی. ج) مقطع پس از تضعیف نوفه با تبدیل RDWT و استانه گیری گاروت. د) تفاوت مقطع ب و ج.



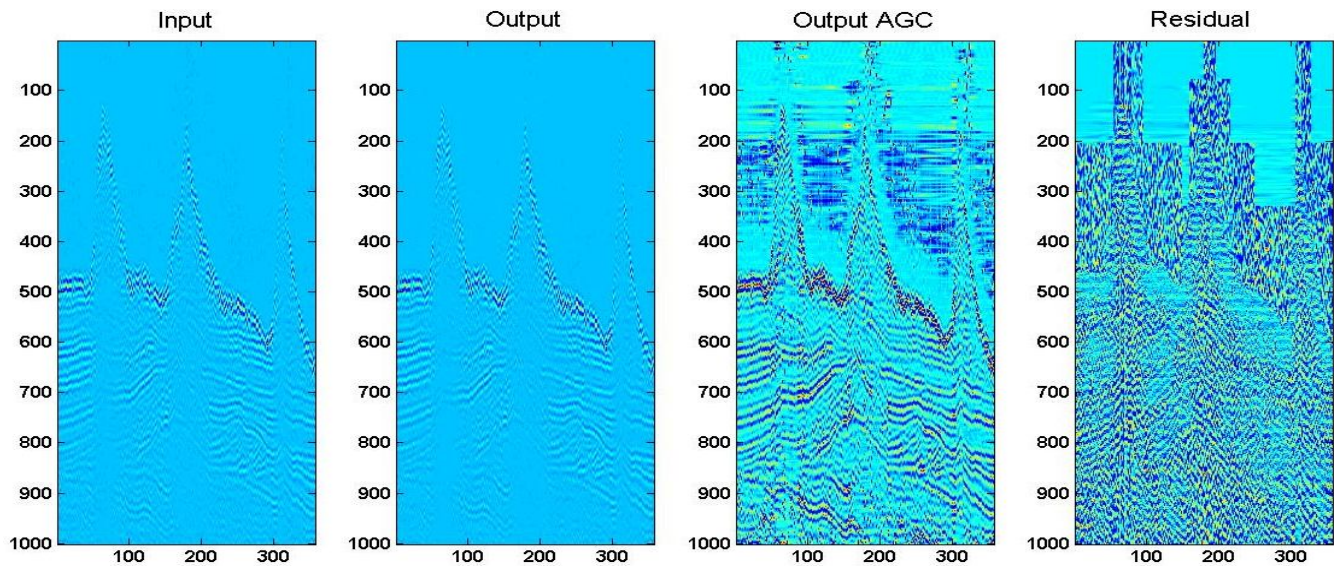
(ر) تریس ۲۰م در مراحل مختلف.

(ش)

(ص)

(ض)

(ط)



س) طیف فرکانسی تریس ۵۰ ام از مقطع دریایی. ش)مقطع دریایی اولیه. ص)همان مقطع پس از تضعیف نوفه اتفاقی با RDWT. ض)مقطع تضعیف نوفه شده، پس از اعمال بازگردانی دامنه. ط)تفاوت مقطع های ش و ص. جدول ۱: مقادیر مختلف بدست آمده، بهبود سیگنال به نوفه و خطای ریشه میانگین مربعی برای پارامترهای متفاوت p, q, s و فاکتور کیفیت مربوط به آنها.

$P, q, s,$ $j=8$ (processing stage)	Q-factor	Improvement by soft Th. dB	RMS Error Soft Th.	Improvement by n.n Garrot Th. dB.	RMS Error n.n Garrot Th dB
$p=1; q=2; s=1;$	1.41	8.4534	0.0373	12.7867	0.0226
$p=1; q=3; s=1;$	0.86	6.4030	0.0472	9.7477	0.0321
$p=2; q=3; s=1;$	2.44	2.4449	0.0745	5.5096	0.0523
$p=2; q=3; s=2;$	2.44	4.0181	0.0620	7.7847	0.0398
$p=1; q=4; s=1;$	1.6	9.6009	0.0326	12.5096	0.0233
$p=2; q=4; s=1;$	1.41	6.0440	0.0492	10.2633	0.0302
$p=1; q=8; s=1$	0.404	10.4479	0.0296	11.2626	0.0269
$p=7; q=8; s=1$	7.48	1.1553	0.0864	3.6631	0.0647
$p=4; q=8; s=1$	1.41	3.9663	0.0625	7.4131	0.0419
$p=1; q=16; s=1$	0.267	6.7792	0.0451	8.8686	0.0354
$p=3; q=4; s=1$	3.46	1.5459	0.0826	4.3020	0.0601

۳ نتیجه گیری

در این تحقیق از تبدیل موجک گسسته RDWT با قابلیت اکتساب Q-factor متغیر به منظور تضعیف نوفه اتفاقی استفاده گردید. در یک مطالعه، با ثابت نگه داشتن سطح نوفه و آستانه گیری با تغییر پارامترهای p, q, s و Q-factor را تغییر دادیم. مشاهده شد که با انتخاب پارامترهای $p=1, q=2, s=1$ مناسبترین جواب بدست آمد. در این حالت فاکتور کیفیت برابر ۱.۴ بود که این موضع نشان می دهد فاکتور کیفیت مناسب برای تضعیف نوفه اتفاقی از داده لرزه ای با تبدیل موجک گسسته اتساع گویا در حدود ۱.۴ می باشد.

منابع

- رحمتی، س.، ریاحی، م. ع.، ۱۳۸۹، تضعیف نوفه اتفاقی از داده‌های لرزه‌ای با استفاده از تبدیل کسینوس گسسته، چهاردهمین کنفرانس ژئوفیزیک ایران (۱۳۸۹)
- عسگری، ر.، سیاهکوهی، ح. ر.، ۱۳۸۴، کاربردهایی از تبدیل S در لرزه نگاری بازتابی، مجله فیزیک زمین و فضا، جلد ۳۱، شماره ۲.
- Bayram, I., Selesnick, I. W., 2009, Frequency-domain design of overcomplete rational-dilation wavelet transforms, *IEEE Trans. Signal Process*, 57(8):2957–2972, August.
- Canales, L., 1984, Random noise reduction: 54th Annual Internat. Mtg., SEG, Expanded Abstracts, 525-527.
- Donoho. D. L. 1995., Denoising by soft-thresholding, *IEEE Trans. Inf. Theory*, vol. 41, no. 3, pp .613–627, Mar.
- Gulunay, N., 1986, fx decon and complex wiener prediction filter: 56th Annual Internat. Mtg., SEG, Expanded abstracts, 279-281.
- Gao, H., Y., 1998, Wavelet Shrinkage Denoising Using the Non-Negative Garrote, *Journal of Computational and Graphical Statistics*, Vol. 7, No. 4 (Dec), pp. 469-488.
- Irani mehr, M., Riahi, M. A., Goudarzi, A., 2013, Innovative RDWT: a new DWT-based method with applications for seismic ground roll attenuation, *J. Geophys. Eng.* ,vol. 10 (2013) 045004 (11pp).

"طیف توان تعمیم یافته" ابزاری جدید برای تفسیر داده‌های گرانی

اردلان خزائی فر^۱، علی نجاتی کلاته^۲، امین روشندل کاهو^۳

^۱دانشجوی کارشناسی ارشد، دانشکده معدن، نفت و ژئوفیزیک، دانشگاه صنعتی شاهرود، ایران، Ardalankhazaie@gmail.com

آستادیار، دانشکده معدن، نفت و ژئوفیزیک، دانشگاه صنعتی شاهرود، ایران، Nejati@shahroodut.ac.ir

آستادیار، دانشکده معدن، نفت و ژئوفیزیک، دانشگاه صنعتی شاهرود، ایران، Roshandel@shahroodut.ac.ir

چکیده

آنالیز طیف توان یکی از روش‌های تخمین عمق می‌باشد که در ابتدا توسط روش اسپکتور و گرنت انجام می‌شد. در روش مذکور منشأ آنومالی به صورت رندوم و ناهمبسته در نظر گرفته می‌شد. مطالعات مربوط به حفاری‌های KTB نشان داد که فرض‌های روش اسپکتور و گرنت در مورد منشأ آنومالی صحیح نمی‌باشد. روش آنالیز طیف توان تعمیم یافته حاصله از داده‌های میدان‌های گرانی و مغناطیس به منظور یافتن مقادیر عمق با در نظر گرفتن توزیع واقع‌گرایانه برای این منشأها یک روش سودمند و کاربردی است. پروژه گرانی بابلسر جهت تعیین تله‌های هیدروکربوری احتمالی انجام شده است. در این مطالعه تخمین عمق با استفاده از روش طیف توان تعمیم یافته، در طول یک پروفیل از نقشه باقیمانده گرانی این ناحیه انجام شده است.

واژه‌های کلیدی: بابلسر، تخمین عمق، تله‌های هیدروکربوری، روش اسپکتور و گرنت، روش طیف توان تعمیم یافته، میدان گرانی و مغناطیس.

"Generalized power spectrum" New tool for interpretation of gravity data

Ardalan khazaie Far¹, Ali Nejati Kalateh², Amin Roshandel kahoo³

¹MSc student, Shahrood University of Technology;

²Assistant Professor, Shahrood University of Technology;

³Assistant Professor, Shahrood University of Technology

Abstract

The estimation of the depth of anomalous sources is usually carried out by Spector and Grant method. In this method geophysical source parameters have been assumed as uncorrelated and randomly distributed. Assumption of the uncorrelated random sources is not true as revealed from many borehole data in the German continental deep drilling project (KTB) around the globe. The Generalized power spectrum method for gravity and magnetic fields data is found useful for finding the depth values of the source. The gravity survey has been carried out in Babolsar area in order to detect the likely subsurface hydrocarbon traps. In this study a profile of residual gravity map of this area is analyzed by generalized power spectrum method.

Key words: Babolsar, depth estimation, generalized power spectrum method, gravity and magnetic fields, hydrocarbon traps, Spector and Grant method.

۱ مقدمه

اولین تحلیل طیف توان به منظور تخمین عمق آنومالی‌های میدان پتانسیل توسط اسپکتور و گرنت (۱۹۷۰) انجام شد و بعدها توسط هاهن (۱۹۷۶) و کنارد (۱۹۸۳) توسعه داده شد. در تمامی تحلیل‌های طیفی ارائه شده پارامترهای مربوط به منشأ آنومالی مانند چگالی و خودپذیری مغناطیسی به صورت رندوم و ناهمبسته فرض شده‌اند. این فرض به دو دلیل است: (۱) اجتناب از پیچیدگی‌های ریاضی مربوط به محاسبه طیف. (۲) عدم دسترسی به اطلاعات در مورد توزیع منابع زیر سطحی. با استفاده از مطالعات مربوط به حفاری‌های عمیق KTB که توسط آلمانی‌ها در نقاط مختلفی

از جهان انجام شده بود و همچنین با استفاده از مطالعات ماوس و دیمیری (۱۹۹۵) بر روی اطلاعات حاصل از این حفاری‌ها نشان داده شد که فرض‌های روش اسپکتور و گرنت صحیح نمی‌باشد و منشأ آنومالی به صورت همبسته و دارای توزیع تعمیم یافته است. روش تخمین عمق به وسیله آنالیز طیف توان تعمیم یافته توسط ماوس و دیمیری (۱۹۹۵، ۱۹۹۶)، فدی (۱۹۹۷)، و کوآترا (۲۰۰۰) توسعه داده شد.

۲ تخمین عمق با استفاده از طیف توان تعمیم یافته

اسپکتور و گرنت (۱۹۷۰) روشی را برای تخمین عمق تا قسمت فوقانی یک گروه ناهمبسته از منشأهای آنومالی مغناطیسی با استفاده از داده‌های مغناطیس هوابرد ارائه کردند. در این روش طیف توان مربوط به میدان مغناطیسی و طیف توان مربوط به خودپذیری مغناطیسی دارای رابطه‌ای به شکل زیر هستند:

$$P(k) = CP_0(k)e^{-2dk} \quad (۱)$$

که $P(k)$ طیف توان میدان مغناطیسی، C یک مقدار ثابت، $P_0(k)$ طیف توان خودپذیری مغناطیسی، k عدد موج و d مقدار عمق تا سطوح تباین مغناطیسی است. این تساوی برای طیف توان حاصل از میدان گرانی و طیف توان مربوط به توزیع چگالی منشأ آنومالی نیز با یک ضریب C متفاوت به کار می‌رود. در بدست آوردن این رابطه، طیف توان مربوط به منشأ آنومالی $P_0(k)$ ثابت فرض شده است، یعنی توزیع منشأ آنومالی به صورت رندوم در نظر گرفته شده است. با فرض اینکه $P_0(k)$ ثابت است، اگر از طرفین تساوی (۱) لگاریتم بگیریم، داریم:

$$\ln P(k) = -2dk + \text{const} \quad (۲)$$

همانطور که از رابطه‌ی فوق استنباط می‌شود، در این روش با استفاده از رسم لگاریتم طیف توان در مقابل مقادیر عدد موج و یافتن شیب، مقدار عمق تا سطوح تباین بدست می‌آید. اما همان‌طور که قبلاً گفته شد آنالیز داده‌های مربوط به خودپذیری مغناطیسی و چگالی بدست آمده از حفاری‌های KTB نشان می‌داد که $P_0(k)$ ثابت نیست و بلکه دارای رفتار تعمیم یافته است. (پیلیکینگتون و تودوسچاک، ۱۹۹۳؛ ماوس و دیمیری ۱۹۹۵، ۱۹۹۶؛ ژائو و تایبو، ۱۹۹۸). بنابراین داریم:

$$P_0(k) = C_1 k^{-\delta} \quad (۳)$$

که C_1 یک مقدار ثابت و δ توان تعمیم یافته مربوط به توزیع منشأ آنومالی است. از طرف دیگر طیف توان مربوط به میدان پتانسیل $P(k)$ نیز یک رابطه تعمیم یافته دارد:

$$P(k) = C_2 k^{-\beta} \quad (۴)$$

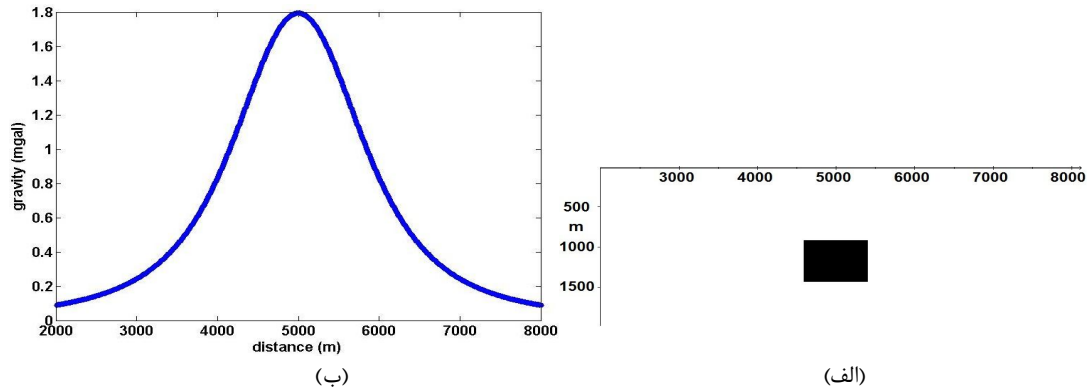
که C_2 یک مقدار ثابت و β توان مقیاس‌بندی شده مربوط به میدان پتانسیل است که از طریق رابطه زیر با δ در ارتباط است (ماوس و دیمیری، ۱۹۹۵):
با ترکیب روابط (۱)، (۳) و (۴) داریم:

$$P(k) = C_3 k^{-(\beta-1)} e^{-2dk} \quad (۵)$$

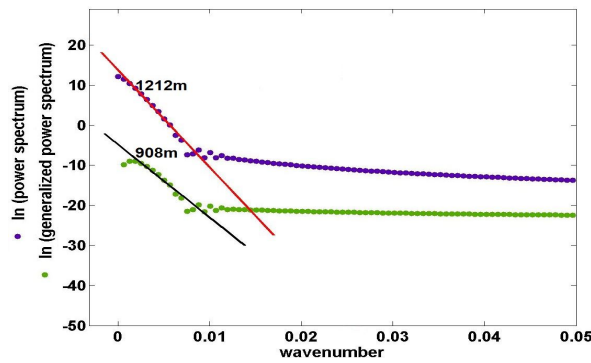
که در این رابطه C_3 یک مقدار ثابت است.

اعمال روش بر روی داده‌های مصنوعی و واقعی

به منظور نشان دادن کارایی این تساوی، با استفاده از برنامه کامپیوتری نوشته شده در فضای متلب عمق مربوط به یک مدل مصنوعی را توسط روش مذکور تخمین زده و نتایج آن را با روش طیف توان معمولی مقایسه می‌کنیم. همانطور که در شکل (۱-الف) نشان داده شده، مدل مصنوعی دارای مقطعی به ضلع ۸۰۰ متر و ضخامت ۵۰۰ متر است و در عمق ۹۰۰ متری قرار دارد. اختلاف چگالی این جسم با سنگ‌های اطراف در سیستم SI برابر ۱ لحاظ شده است. حال برای پروفیل بی‌هنجاری گرانی حاصل از این جسم که در شکل (۱-ب) نشان داده شده است، لگاریتم طیف توان معمولی و طیف توان تعمیم یافته را در مقابل عدد موج مانند آنچه در شکل (۲) نشان داده شده است، رسم می‌کنیم و با برازش خطی بر قسمت‌های دارای شیب خطی ثابت این نمودارها مقدار عمق را بدست می‌آوریم.

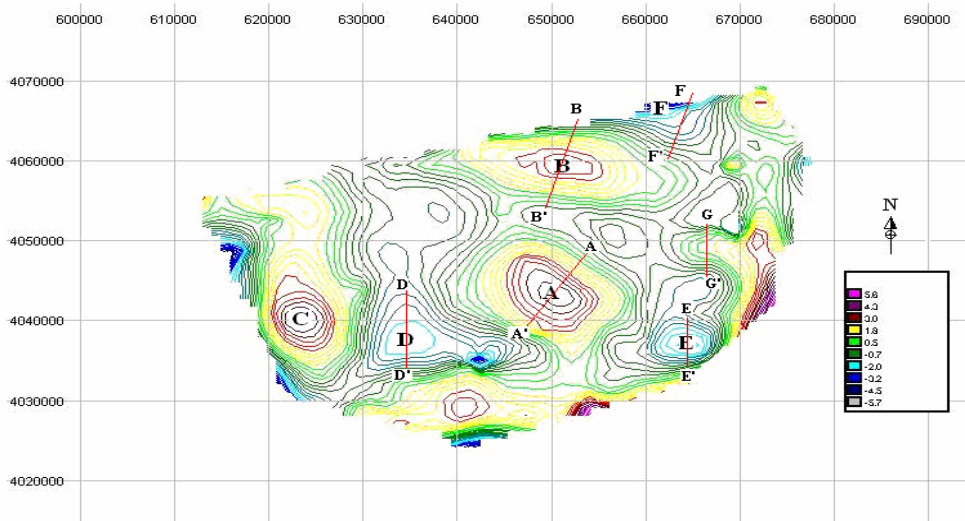


شکل ۱. (الف) مدل مصنوعی زیرسطحی (ب) بی‌هنجاری گرانی مربوط به مدل مصنوعی.



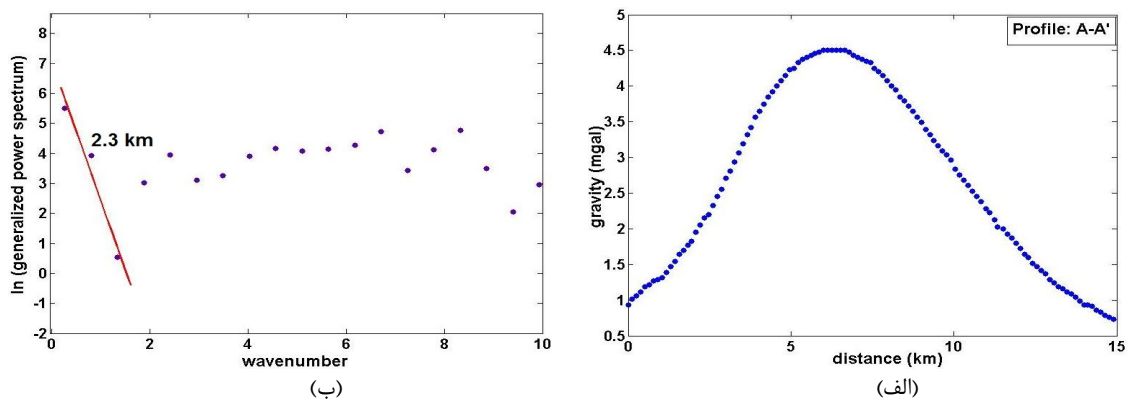
شکل ۲. نمودار لگاریتم طیف توان معمولی و طیف توان تعمیم یافته در مقابل عدد موج و مقادیر عمق تخمینی

همانطور که در شکل اخیر دیده می‌شود، عمق تخمینی برای این مدل مصنوعی، توسط روش طیف توان ۱۲۱۲ متر و توسط روش طیف توان تعمیم یافته ۹۰۸ متر می‌باشد. با مشخص شدن کارایی روش طیف توان تعمیم یافته، این روش را برای داده‌های واقعی به کار می‌بریم. عملیات گرانی‌سنجی در حوالی شهرستان بابلسر در استان مازندران انجام شده است. این منطقه از نظر جغرافیایی بین عرض‌های ۲۴' ۳۶° و ۵۲' ۳۶° و طول‌های ۱۵' ۵۲° و ۵۶' ۵۲° واقع شده و وسعت منطقه ۲۰۰۰ کیلومتر مربع است. منطقه مورد بررسی ۴۱ پروفیل گرانی را شامل شده که داده‌های گرانی در ۸۴۱ ایستگاه به طور نامنظم برداشت گردیده. در این مقاله همانگونه که در شکل (۳) نشان داده شده، جهت تخمین عمق توسط روش مذکور، بر روی تعدادی از آنومالی‌های گرانی نقشه باقیمانده منطقه، پروفیل‌هایی رسم شده است.



شکل ۳. نقشه آنومالی گرانی باقیمانده منطقه و پروفیل‌های انتخابی جهت تخمین عمق

حال پس از بررسی این پروفیل‌ها، به دلیل محدودیت فضا، تنها عمق مربوط به پروفیل A-A' که دارای بزرگ‌ترین آنومالی مثبت است را توسط روش مذکور بدست می‌آوریم. آنومالی گرانی مربوط به این پروفیل در شکل (۴-الف) نشان داده شده است. لگاریتم طیف توان تعمیم یافته را در مقابل مقادیر عدد موج در شکل (۴-ب) رسم کرده و خطی بر قسمت دارای شیب خطی ثابت آن برازش می‌دهیم و عمق را بوسیله شیب این خط بدست می‌آوریم.



شکل ۴. الف) آنومالی گرانی مربوط به پروفیل A-A' (ب) لگاریتم طیف توان تعمیم یافته در مقابل مقادیر عدد موج و عمق تخمینی

همانگونه که در شکل اخیر دیده می‌شود، عمق بدست آمده برای این پروفیل ۲/۳ کیلومتر می‌باشد.

۳ نتیجه‌گیری

با مقایسه نتایج روش‌های آنالیز طیف توان معمولی و طیف توان تعمیم یافته بر روی داده‌های مصنوعی می‌توان چنین نتیجه‌گیری کرد که برای تخمین عمق با استفاده از روش‌های تحلیل طیفی، روش طیف توان تعمیم یافته مقادیر بسیار دقیق‌تری را در دسترس قرار می‌دهد. با اعمال این روش بر روی بی‌هنجاری گرانی پروفیل A-A' از منطقه مورد مطالعه در حوالی شهرستان بابلسر در استان مازندران به این نتیجه رسیدیم که منشأ آنومالی در این پروفیل در عمق حدود ۲/۳ کیلومتری قرار دارد. فرامرز دولتی ارده‌جانی و همکاران (۱۳۸۷) مدلسازی دوبعدی این ناحیه را انجام دادند، که عمق بدست آمده در اینجا کاملاً با نتایج بدست آمده توسط ایشان همخوانی دارد.

منابع

- دولتی ارده‌جانی، ف.، مرادزاده، ع.، سعادت، ف.، ۱۳۸۷، تعیین مشخصات تله‌های هیدروکربوری منطقه بابلسر به کمک مدلسازی داده‌های گرانی: سیزدهمین کنفرانس ژئوفیزیک ایران، تهران، اردیبهشت ماه.
- Connard, G., Couch, R., Gemperle, M., 1983. Analysis of aeromagnetic measurements from the Cascade Range in Central Oregon: *Geophysics.*, **48**, 376–390.
- Fedi, M., Quarta, T., Santis, A. D., 1997. Inherent power-law behavior of magnetic field power spectra from a Spector and Grant ensemble: *Geophysics.*, **62**, 1143–1150.
- Hahn, A., Kind, E. G., Mishra, D. C., 1976. Depth estimation of magnetic sources by means of fourier amplitude spectra: *Geophysical Prospecting.*, **24**, 287–308.
- Maus, S., Dimri, V. P., 1996. Depth estimation from the scaling power spectrum of potential field: *Geophysical J. International.*, **124**, 113–120.
- Maus, S., Dimri, V. P., 1995. Potential field power spectrum inversion for scaling geology: *J. Geophysical research.*, **100**, 12605–12616.
- Pilkington, M., Todoeschuck, J. P., 1993. Fractal magnetization of continental crust: *Geophysical Research Letters.*, **20**, 627–630.
- Quarta, T., Fedi, M., Santis, A. D., 2000. Source ambiguity from an estimation of the scaling exponent of potential field power spectra: *Geophysics. J. Int.*, **140**, 311–323.
- Spector, A., Grant, F. S., 1970. Statistical model for the interpreting of aeromagnetic data: *Geophysics.*, **35**, 293–302.
- Zhou, S., and Thybo, H., 1998. Power spectra analysis of aeromagnetic data and KTB susceptibility logs, and their implication for fractal behavior of crustal magnetization: *Pure and Applied Geophysics.*, **151**, 147–159.

وارون سازی یک بعدی داده های مگنتوتلوریک و کاربرد آن در یک میدان نفتی

محمد حسین قلعه نویی^۱

^۱دانشجوی دکتری، دانشگاه یزد، دانشکده معدن و متالورژی، mhghalehnoee@gmail.com

چکیده

روش ساده ای برای وارونسازی یک بعدی داده ای مگنتوتلوریک بصورت پیوسته بر پایه روش لارسن (۱۹۸۱) ارائه شده است که تعداد لایه ها در این روش زیاد بوده و اغلب بیشتر از ۵۰-۱۵۰ لایه می باشد. این روش شامل تبدیل تابع پاسخ به یک پاسخ مختلط لگاریتمی بدون بُعد است و مشتقات جزئی برای پاسخ لگاریتمی با یک روش جدید محاسبه می شود. در الگوریتم ارائه شده برخلاف روش لارسن نیازی به حل توابع کرنل نیست و مشکل انتخاب پارامترهای مدل مانند مقیاس ضخامت لایه ها حل شده است. نهایتاً کاربرد روش با داده های مصنوعی و داده های واقعی میدان نفتی مینامی- نوشیرو و مقایسه آن با داده های چاه پیمایی نشان از کاربرد مناسب این روش برای ارزیابی مقاومت ویژه ساختارهای زیر سطحی می باشد.

واژه های کلیدی: تابع پاسخ، مگنتوتلوریک، تابع کرنل، مقیاس ضخامت لایه، مینامی- نوشیرو، ناجورشدگی

One-dimensional Magnetotelluric inversion and its application in an oil field

Mohammad Hossein Ghalehnoee¹

¹PhD student of faculty of mine and metallurgy, Yazd University, Iran, mhghalehnoee@gmail.com

Abstract

A simple one-dimensional inversion scheme for continuous interpretation of Magnetotelluric (MT) data was presented here based on Larsen (1981), that the layers are more than 50-150. It involves transforming the response function into a non-dimensional complex logarithm response with computing the partial derivatives from an algorithm for the logarithm response. In this algorithm computing Kernel functions is abolished in spite of Larsen method, and the problem of choosing model parameters like scaled layer thickness is solved. Finally application of the method is illustrated using artificial and real data of Minami-Noshiro oil field and its comparison with well log data indicates the suitable application of this method for investigating of subsurface resistivity.

Key words: response function, Magnetotelluric, kernel function, scaled-layer thickness, Minami-Noshiro, misfit

۱ مقدمه

در وارونسازی یک بعدی داده های مگنتوتلوریک روش های زیادی ارائه شده است که از جمله آنها روش ویدلت (۱۹۷۲)، روش حل مستقیم پارکر (۱۹۸۰)، روش تحلیلی توسط فیشر و همکاران (۱۹۸۰)، روش خطی لارسن (۱۹۸۱)، روش ویتال و اولدنبرگ (۱۹۸۶) که بر مبنای تئوری انتشار بیان شده، روش ریساتی غیر کوششی با حل مستقیم تابع پاسخ توسط سرینکا و همکاران (۱۹۸۷)، روش اکام یک بعدی کانستیبیل و همکاران (۱۹۸۷) و روش SIS که توسط

گوپتا و همکاران (۱۹۹۶) و قسمت کاملتر آن در سال ۲۰۰۷ (نیواس و همکاران، ۲۰۰۷) انتشار یافته است. روش های یک بعدی پیشرفت بسیار خوبی داشته است و تلاش مضاعف در سالهای اخیر بر روی روشهای دو بعدی و سه بعدی همچنان ادامه دارد.

این روش بر پایه مدل لارسن (۱۹۸۱) بوده و مشتقات جزئی بدون اینکه تخمین زده شوند مستقیماً محاسبه می شوند و همچنین الگوریتم حل این مشتقات بصورت خطی است. روش جدید ارائه شده مدل پیوسته (مدلی با تعداد لایه های بسیار زیاد) بوده که در آن خطاهای مربوط به محاسبه و تخمین ضخامت - مقاومت ویژه لایه به حداقل رسیده و تخمین مقیاس ضخامت لایه ها ساده تر و کاربردی تر شده است، همچنین نیازی به محاسبه توابع کرنل جهت تخمین سطح قابل اعتماد که توسط لارسن ارائه شده، نمی باشد.

۲ روش تحقیق

حل مدل لایه ای روش مگنتوتلوریک به سادگی از طریق معادلات مکسول بدست می آید؛ با نادیده گرفتن جابجایی جریان بر اساس الگوریتم ویت (۱۹۶۲) مدل پیشروی تابع پاسخ بصورت زیر حل می شود:

$$G_n(\omega) = R_n \frac{[G_{n+1}(\omega) + T_n(\omega)]}{[1 + G_{n+1}(\omega)T_n(\omega)]} \quad \text{for } n=1,2,\dots,N-1 \quad (1)$$

$$T_n(\omega) = \tanh[-i\mu\sigma_0\omega]^{1/2} H_n \quad (2)$$

$$R_n = (\sigma_{n-1} / \sigma_n)^{1/2} \quad (3)$$

$$H_n = h_n(\sigma_n / \sigma_0)^{1/2} \quad (4)$$

$$G_N(\omega) = R_N \quad (5)$$

و تابع پاسخ در سطح زمین $G_1(\omega)$ می باشد که بر $G_{obs}(\omega)$ (پاسخ اندازه گیری شده) برازش می شود. اکنون مسئله به گونه ای حل می شود که از یافتن σ_n (رسانایی) و h_n (ضخامت لایه ها و N تعداد لایه ها) برای یافتن H_n مقیاس ضخامت لایه ها و R_n جذر نسبت های هدایت الکتریکی استفاده می شود. با ثابت نگه داشتن H_n برای مدل پیشرو، می توان $T_n(\omega)$ را محاسبه کرد و از روی آن با عملیات ساده جبری معادله (۱) را حل نمود.

لارسن برای مدل لایه ای (کمتر از ۱۰ لایه) رابطه $H_n = H(1 + (n-1)u + (n-1)^2 v^2)$ را پیشنهاد داده است که در آن $n = 1, \dots, N-1$ و $u, v = 0, 1, 2$ و یافتن H و u و v با سعی و خطا بدست می آید.

از آنجا که یافتن چنین پارامترهایی بصورت سعی و خطا وقت گیر بوده و دقیق نمی باشد، در تحقیق حاضر پیشنهاد می شود مدل بصورت پیوسته و یا حتی لایه ای با فرمول زیر حل شود:

$$H_n = H_1(n-1)^\alpha + H_1 \quad (6)$$

که در آن H_1 بستگی به باند فرکانس مورد استفاده کمترین مقدار ممکن است، مثلاً در روش آدیومگنتوتلوریک ۵ متر در نظر گرفته می شود و $1.2 \leq \alpha \leq 2.2$ که اغلب با مقدار $\alpha = 1.5$ وارونسازی انجام می گیرد، نکته قابل توجه اینست که هر چقدر مقدار α و H_1 کمتر باشد جزئیات بیشتری بدست می آید. واحد مقیاس ضخامت لایه ها بر حسب متر است (برای دانستن جزئیات بیشتر رجوع شود به لارسن ۱۹۸۱).

برای بدست آوردن مقدار ناجور شدگی از تعریفی که عمومیت دارد و ساده می باشد استفاده شده است:

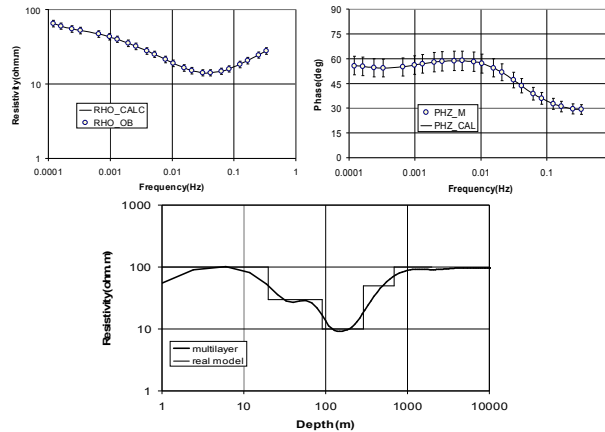
$$\varepsilon = \text{SQRT} \left\{ (1/2J) \sum_{j=1}^J \left[\left(\frac{\rho_j^{obs} - \rho_j^{cal}}{\delta_\rho} \right)^2 + \left(\frac{\varphi_j^{obs} - \varphi_j^{cal}}{\delta_\varphi} \right)^2 \right] \right\} \quad (7)$$

که در آن ρ^{cal} و ρ^{obs} بترتیب مقاومت ویژه مشاهده شده و مقاومت ویژه حل شده از مدل پیوسته، φ^{cal} و φ^{obs} به ترتیب مقدار فاز داده ها و فاز محاسبه شده از مدل پیوسته می باشد و مقادیر δ_ρ و δ_φ مقدار خطای داده های مقاومت ویژه و فاز و J تعداد فرکانس های مورد استفاده می باشد.

در این راستا برنامه ای به زبان فرترن ۹۰ با نام $L_ID_Inversion$ نوشته شده است که داده های ورودی را با فرمت خاص دریافت کرده و با وارد کردن پارامترهای مدل داده ها را وارونسازی می کند.

۳ داده های مصنوعی

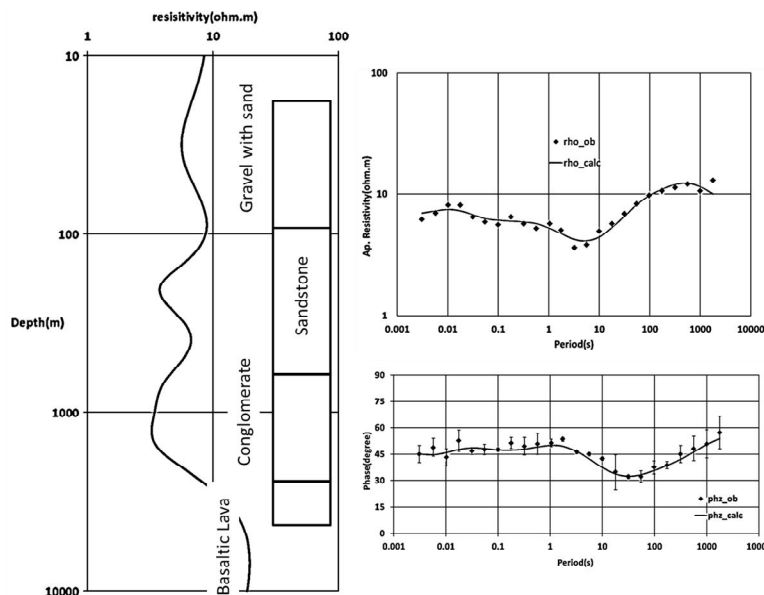
یک مدل ۵ لایه ای با مقاومت و ضخامت متفاوت لایه ها ساخته شده است که برای حل آن با تعداد ۱۵۰ لایه شروع شده است. پس از دو بار تکرار مقدار ناجور شدگی $\epsilon = 1.24 \times 10^{-3}$ حاصل شده و خطای داده ها ۱۰٪ در نظر گرفته شده است و این مدل بخوبی به مدل اصلی شباهت دارد (شکل ۱).



شکل ۱. وارونسازی یک بعدی از داده های مدل اول، شکل بالا سمت چپ منحنی مقاومت ویژه، شکل بالا سمت راست منحنی فاز (مقدار خطا ۱۰٪) و شکل پایین مدل وارونسازی شده در حالت پیوسته (خطوط انحنای دار) و شکل اصلی مدل (خطوط شکسته)؛ خطای برازش $\epsilon = 1.24 \times 10^{-3}$ می باشد.

۴ داده های میدان نفتی مینامی- نوشیرو

در سال ۱۹۹۷-۱۹۹۸ برداشت داده های مگنتوتلوریک میدان نفتی مینامی- نوشیرو در شمال ژاپن انجام گرفته که هدف کاربرد روش مگنتوتلوریک برای ارزیابی مقاومت ویژه ساختارهای زیرسطحی این ناحیه است (خلیل و یوشیجیما، ۲۰۰۳). برای ارزیابی کارایی روش مگنتوتلوریک، مقایسه ای بین نتایج وارون یک بعدی یکی از داده های مگنتوتلوریک نزدیک چاهی که داده های چاه پیمایی آن در دسترس بوده، انجام شده است. در شکل ۲، مدل وارون دیده می شود که با ۵۰ لایه و مقیاس عمق ۵ متر شروع شده است. مقاومت ویژه کم در عمق بین ۴۰۰ تا ۵۰۰ متری ماسه سنگ بوده و زونهای با مقاومت ویژه کمی بیشتر مادستون (بصورت میان لایه نازک) می باشد.



شکل ۲. وارونسازی یک بعدی از داده های میدان نفتی مینامی- نوشیرو، سمت راست بالا منحنی مقاومت ویژه، پایین منحنی فاز و سمت چپ داده های چاه پیمایی (خلیل و یوشیجیما، ۲۰۰۳) به همراه مدل وارونسازی یک بعدی از روش ارایه شده می باشد؛ خطای برازش $\epsilon = 0.321$ بدست آمده است.

۵ نتیجه‌گیری

روش ارایه شده حالت ساده شده و کاربردی تری از مدل لارسن بوده که برای وارونسازی یک بعدی داده های مگنتوتلوریک استفاده می شود که تابع پاسخ بصورت لگاریتمی و بدون بعد است، حل این روش در داده های مصنوعی و داده های میدان نفتی مینامی- نوشیرو در شمال ژاپن در کنار داده های چاه پیمایی درستی این روش را تایید می کند. همچنین برای حل مقیاس عمق لایه ها از فرمول کاربردی تر جدیدی استفاده شده که در این حالت فقط پارامترهای H_1 و α بایستی به سادگی انتخاب شوند.

منابع

- Ahmed Khalil and Keisuke Ushijima., 2003, magnetotelluric Soundings in Minami-Noshiro Oil Field, Japan: Memoirs of the Faculty of Engineering, Kyushu University, Vol. **63**, No. 2, June 2003.
- Constable, C. C., R. L. Parker, and C. G. Constable., 1987, Occam's inversion: practical algorithm for generating smooth models from electromagnetic sounding data: *Geophysics*, **52**, 289-300.
- Gaston Fischer, P. A. Schnegg, Madeleine Peguiron, and B. V. Le Quang., 1981, An analytic one-dimensional inversion scheme: *Geophys. j. R. astr. Soc.* **67**, 257-278.
- Gupta, P. K., Sri Niwas, and V. K. Gaur., 1996, Straightforward inversion scheme (SIS) for one-dimensional magnetotelluric data: Proceedings of the Indian Academy of Sciences, Earth and Planetary Sciences, **105**, 413- 429.
- J.C.Larsen., 1981, A new technique for layered earth magnetotelluric inversion: *Geophysics* **46**, p:1247-1257.
- L.J. Srnka and W. Y. Crutchfield., 1987, Riccati inversion of magnetotelluric data: *Geophys. j. R. astr. Soc.* **91**, 211-228.
- Pedersen, L. B., 2004., Determination of the regularization level of truncated singular-value decomposition inversion: The case of 1D, inversion of MT data: *Geophys. Prospect.*, **52**, 261-270.
- Parker, R.L., 1980, The inverse problem of electromagnetic induction: existence and construction of solutions based on incomplete data: *J. Geophys. Res.*, **85**, 4421- 4428.
- Peter Weidelt., 1972, The inverse problem of Geomagnetic Induction: *zeitchrift fur Geophysik*, 1972, Band **38**, seite 257-289.
- Sri Niwas, P. K. Gupta, V. K. Gaur., 2007, Straightforward inversion of MT data using a normalized impedance function: *Geophysics*, Vol. **72**, No.1; P F19-F24.
- Whittal. K. P and Oldenburg. D. W., 1986, Inversion of Magnetotelluric data using practical inverse scattering formulation: *Geophysics* **51**, 383- 395.

مدلسازی دو بعدی المان محدود CSEM دریایی برای اکتشافات هیدروکربن

الهام عنایتی^۱، بهروز اسکویی^۲، مهدی شاهمیرزایی^۳

^۱دانشجوی کارشناسی ارشد ژئوفیزیک، مؤسسه ژئوفیزیک، دانشگاه تهران، enayati.elham@ut.ac.ir

^۲استادیار گروه فیزیک زمین، مؤسسه ژئوفیزیک، دانشگاه تهران، boskooi@ut.ac.ir

^۳کارشناس ارشد ژئوفیزیک، مؤسسه ژئوفیزیک، دانشگاه تهران، m.shahmirzae@ut.ac.ir

چکیده

در این مقاله یک الگوریتم المان محدود سازگار شده برای مدل سازی پیشرو الکترومغناطیس دریایی با چشمه کنترل- شده در حوزه فرکانس برای ساختارهای دو بعدی ارائه می شود. پس از تبدیل معادلات اساسی برای میدان الکترومغناطیس ثانویه در حوزه عدد موجی این معادلات دیفرانسیل به روش المان محدود برای برآورد میدان الکتریکی و مغناطیسی به موازات امتداد ساختار حل می شوند. در اینجا برای گسسته سازی مدل از المان های مثلثی که برای مدل کردن ساختارهای پیچیده مناسب است استفاده می کنیم. در نهایت برای حل عددی سیستم معادلات خطی از روش **BiCGStab** که روشی قدرتمند در حل سیستم های معادلات خطی با ابعاد بزرگ و دارای ماتریس ضرایب تنک می باشد استفاده می کنیم.

واژه های کلیدی: المان محدود، حوزه عدد موجی، ماتریس ضرایب تنک، مدل سازی پیشرو

Finite Element Modeling of 2D Marine CSEM for Hydrocarbon Exploration

Enayati, E.¹, Oskooi, B.², Shahmirzae, M.³

¹ M.Sc. in Geophysics, Earth Physic Department, Institute of Geophysics, University of Tehran

² Assistant Professor, Earth Physics Department, Institute of Geophysics, University of Tehran

³ M.Sc. in Geophysics, Earth Physics Department, Institute of Geophysics, University of Tehran

Abstract

In this paper we present an adaptive finite-element algorithm for forward modeling of the frequency-domain, marine controlled-source electromagnetic (CSEM) response of a 2D structure. After transforming the governing equations for the secondary electromagnetic fields into the wavenumber domain partial differential equations for the strike-parallel electric and magnetic fields is approximated using the finite-element method. The model domain is discretized using an unstructured triangular element grid that readily accommodates arbitrarily complex structures. Finally numerical solution of the system of linear equations is obtained using the BiCGStab method that powerful method for solution large linear system with sparse coefficient matrix.

Key words: Finite Element, Forward Modeling, Sparse Coefficient Matrix, Wavenumber Domain

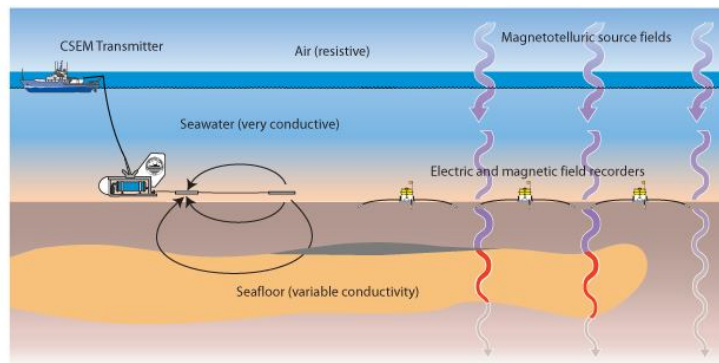
۱ مقدمه

در سال های اخیر روش الکترومغناطیس دریایی با چشمه کنترل شده از نظر کاربرد برای اکتشاف منابع هیدروکربنی در منطقه فراساحل مورد توجه زیادی قرار گرفته است و موفقیت این روش در اکتشاف منابع هیدروکربنی و گاز به این

دلیل است که تشکیلات دربرگیرنده این مواد دارای مقاومت الکتریکی بسیار بالایی هستند و بالعکس ساختارهای دربرگیرنده آنها که حاوی سیالات شور می‌باشند مقاومت الکتریکی پایینی دارند از این رو اهداف خوبی برای اکتشاف به روش الکترومغناطیس هستند.

این روش مزیت‌هایی بر روش مگنتوتلوریک دارد زیرا روش مگنتوتلوریک به نارسانای نازک حساسیت کمتری دارد و عملاً مخازن نفتی را آشکارسازی نمی‌کند، مورد دیگر اینکه امواج مگنتوتلوریک در آب دریا به دلیل رسانایی بالای آن تضعیف می‌شوند و این امواج برهم‌کنش ضعیفی با ساختار زیر دریا پیدا می‌کند. همچنین این روش در مواردی که روش لرزه دارای محدودیت می‌باشد راه‌گشاست و تلفیق آن با روش لرزه می‌تواند ریسک یک حفاری پرهزینه را در آب‌های عمیق کاهش دهد.

در این مقاله سعی می‌شود یک حل عددی به روش المان محدود برای مدل‌سازی پیشرو دو بعدی روش CSEM در دریایی ارائه شود و بزرگی میدان‌های الکتریکی و مغناطیسی برای یک ساختار دو بعدی شامل یک مخزن فرضی نفت محاسبه گردد.



شکل ۱. نمایی شماتیک از روش CSEM دریایی (Kerry Key 2007)

۲ روش تحقیق

برای مدل‌سازی دوبعدی روش CSEM دریایی یک مدل دوبعدی در صفحه (y, z) در نظر می‌گیریم. در این روش یک دوقطبی الکتریکی افقی بالای بستر دریا به عنوان چشمه در نظر گرفته می‌شود که تغییرات زمانی آن با جمله $e^{-i\omega t}$ تعریف می‌شود. معادلات حاکم بر این روش معادلات ماکسول در حالت شبه‌استاتیکی می‌باشند:

$$\vec{\nabla} \times \vec{E} = i\omega\mu_0 \vec{H} \quad (۱)$$

$$\vec{\nabla} \times \vec{H} - \sigma \vec{E} = \vec{J}_s \quad (۲)$$

μ_0 نفوذپذیری مغناطیسی خلأ، ω فرکانس زاویه‌ای و σ هدایت‌پذیری الکتریکی است که در صفحه (y, z) تغییر می‌کند. J_s مربوط به چشمه یعنی همان دوقطبی الکتریکی می‌باشد که توزیع جریان الکتریکی چشمه را نشان می‌دهد. در ادامه میدان‌های اولیه (E^p, H^p) و ثانویه (E^s, H^s) تعریف می‌شوند که به ترتیب مربوط به عدم حضور و حضور آنومالی هستند.

پس از اعمال تبدیل فوریه معادلات از حوزه فضایی به حوزه عدد موجی برده شده و برای حالتی که امتداد ساختاری در جهت X می‌باشد باز نویسی می‌شوند. برای حل المان محدود این معادلات از روش باقیمانده وزن‌دهی شده یا همان روش گلرکین استفاده می‌کنیم. برای این کار سطح مدل (Ω) را به المان‌های مثلثی کوچکتر (e) تقسیم می‌کنیم. اگر فرض کنیم تعداد مثلث‌ها n_e باشد، معادله زیر را برای میدان الکتریکی ثانویه داریم (Li, Y. & Key, k., 2007):

$$\sum_{e=1}^{n_e} \int_e \frac{\sigma}{\gamma^2} \nabla \hat{E}_x^s \cdot \nabla \delta \hat{E}_x^s d\Omega + \sum_{e=1}^{n_e} \int_e \sigma \hat{E}_x^s \delta \hat{E}_x^s d\Omega - \sum_{e=1}^{n_e} \int_e \left[\frac{\partial \delta \hat{E}_x^s}{\partial y} \left(\frac{ik_x}{\gamma^2} \frac{\partial \hat{H}_x^s}{\partial z} \right) - \frac{\partial \delta \hat{E}_x^s}{\partial z} \left(\frac{ik_x}{\gamma^2} \frac{\partial \hat{H}_x^s}{\partial y} \right) \right] d\Omega$$

$$= - \sum_{e=1}^{n_e} \int_e \sigma_s \delta \hat{E}_x^s \hat{E}_x^p d\Omega - \sum_{e=1}^{n_e} \int_{\Gamma_e} \delta \hat{E}_x^s \hat{H}_l^s d\Gamma - \sum_{e=1}^{n_e} \int_e \frac{ik_x \sigma_s}{\gamma^2} \nabla \delta \hat{E}_x^s \cdot \hat{E}^p d\Omega$$

(۳)

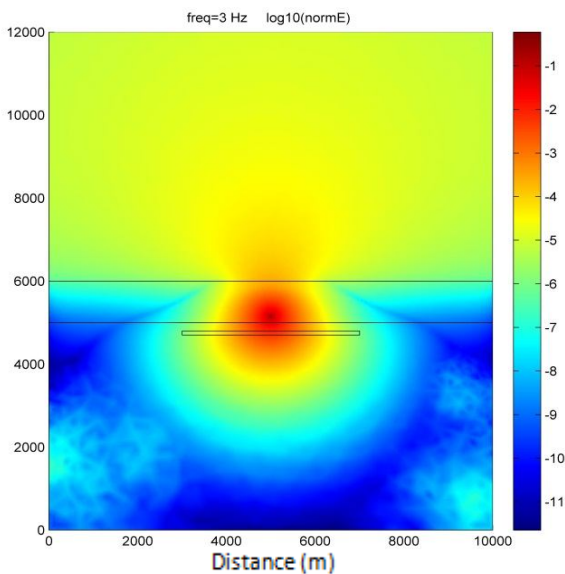
که $\gamma^2 = k_x^2 - i\omega\mu_0\sigma$ و k_x عدد موج در راستای موازی x و $\delta \hat{E}$ تغییرات میدان الکتریکی است. این معادله از اعمال انتگرال گیری جزء به جزء و قضیه دیورژانس به دست می آید. برای میدان مغناطیسی ثانویه نیز معادله‌ای مانند بالا داریم. میدان‌های H_x^s و E_x^s به وسیله مقدار آن در گره‌های المان و استفاده از توابع درون یاب مناسب به دست می آید. برای کل مدل و برآیندگیری از تمام المان‌ها نهایتاً به یک دستگاه معادله خطی می‌رسیم:

$$Ku = p \tag{۴}$$

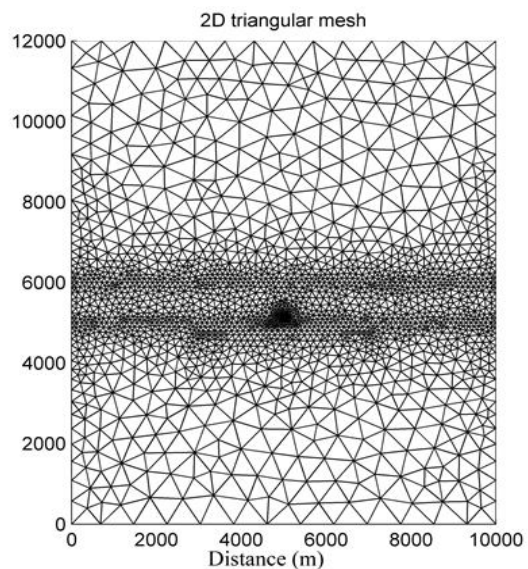
بردار p از سمت راست معادله (۳) مشخص است، u بردار حاوی مجهولات مقادیر میدان‌ها می‌باشد و K ماتریس ضرایب است که این ماتریس تنک می‌باشد. نهایتاً پس از اعمال شرایط مرزی مسئله با استفاده از روش تکرار BicGStab سیستم معادلات خطی حل می‌شود و مجهولات، به عنوان نمونه میدان الکتریکی به دست می‌آید.

۳ مدل سازی

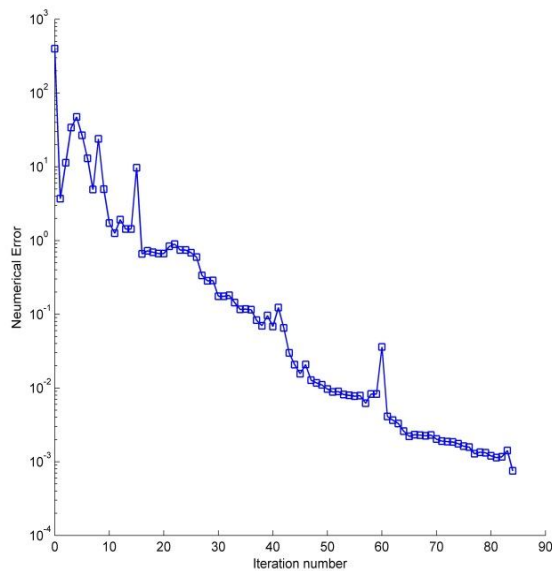
در اینجا یک مدل دوبعدی در نظر می‌گیریم که شامل لایه هوا، یک لایه به عنوان آب دریا و مخزنی مستطیل شکل با ابعاد $4km \times 0.1km$ با هدایت الکتریکی $0.1 S/m$ می‌باشد که در فضای همگن زیر سطح بستر دریا با هدایت الکتریکی $1.5 S/m$ قرار دارد. ضخامت لایه آب 1000 متر و رسانایی آن $3.2 S/m$ می‌باشد. رسانایی هوا نیز $0.001 S/m$ در نظر گرفته شده است. طول دو قطبی الکتریکی 100 متر و جریان آن 10 kA فرض شده است. لگاریتم بزرگی میدان الکتریکی $(V/Am^2)^2$ در فرکانس ۳ هرتز در حالت عدم وجود مخزن و وجود مخزن به ترتیب در اشکال (ب) و (ج) نشان داده شده است.



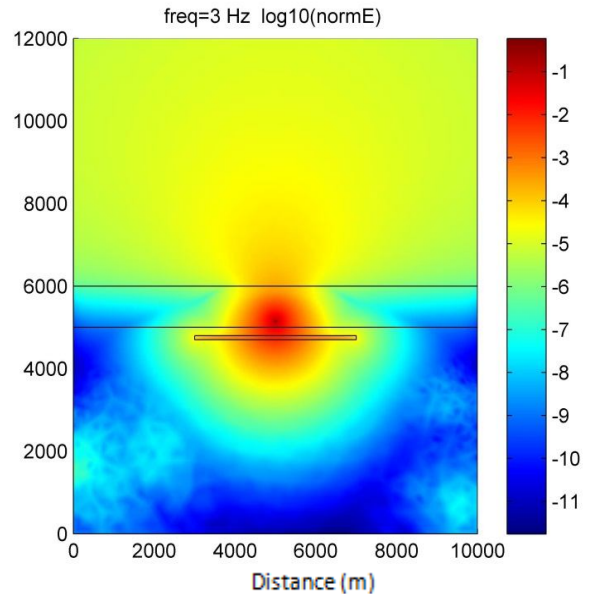
(ب)



(الف)



(د)



(ج)

شکل ۲. الف) مدل گسسته‌سازی شده (۴۳۲۵ شامل المان مثلثی)، ب) بزرگی میدان الکتریکی بدون حضور مخزن نفت، ج) بزرگی میدان الکتریکی در حضور ناهمگنی (مخزن)، د) مقدار خطای حل عددی در هر تکرار به روش BiCGStab

۴ نتیجه گیری

روش CSEM دریایی امروزه در اکتشافات منابع هیدروکربنی به خصوص در مناطق فراساحلی مورد توجه زیادی قرار گرفته‌است. در این مقاله یک روش المان محدود با المان‌های مثلثی برای مدل‌سازی دوبعدی روش CSEM دریایی ارائه گردید. این روش یک ابزار قدرتمند در مدل‌سازی ساختارهای پیچیده با هندسه دلخواه می‌باشد. برای برآورد میدان‌های الکتریکی و مغناطیسی دستگاه معادلات خطی با روش تکرار BiCGStab حل شد و پاسخ یک مدل مصنوعی فرضی ارائه گردید. این مدل‌سازی پیشرو می‌تواند در مدل‌سازی وارون داده‌های CSEM دریایی نیز مورد استفاده قرار گیرد.

۵ منابع

Chave , A., and C. Cox, 1982, Controlled electromagnetic sources for measuring electrical-conductivity beneath the oceans. 1. Forward problem and model study: *Journal of Geophysical Research*, **87**, no. NB7, 5327–5338.

Key, K., and C. Weiss, 2006, Adaptive finite element modeling using unstructured grids: The 2D magnetotelluric example: *Geophysics*, **71**, no. 6, G291–G299

Li, Y. & Key, K., 2007. 2D marine controlled-source electromagnetic modeling, part 1: an adaptive finite element algorithm, *Geophysics*, **72**(2), WA51–WA62.

Shewchuk, J. R., 1996, Triangle: Engineering a 2D quality mesh generator and Delaunay triangulator, *in* M. C. Lin, and D. Manocha, eds., *Applied computational geometry towards geometric engineering*: Springer-Verlag Lecture Notes in Computer Science, **1148**, 203–222.

مدل محیط مؤثر تفاضلی در پیش‌بینی اشباع‌شدگی هیدروکربور با استفاده از داده‌های ژئوالکتریکی

سمیه طبسی^۱، ابوالقاسم کامکار روحانی^۲، مجتبی محمدو خراسانی^۳

۱ دانشجوی دکتری مهندسی اکتشاف معدن دانشگاه صنعتی شاهرود (somayehlabasi@yahoo.com)

۲ دانشیار دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک دانشگاه صنعتی شاهرود

۳ شرکت ملی نفت ایران، مدیریت اکتشاف

چکیده

پارامتر اشباع‌شدگی از جمله پارامترهای پتروفیزیکی مهم در بررسی مخازن هیدروکربوری می‌باشد. استفاده از داده‌های ژئوالکتریکی در تخمین پارامتر اشباع‌شدگی منجر به کاهش هزینه‌های اکتشاف می‌گردد. با تعیین مدل فیزیک سنگ مناسب برای مخزن مورد بررسی می‌توان ارتباط پارامترهای مخزنی و ویژگی‌های الکتریکی را به راحتی برقرار نمود. مدل فیزیک سنگ محیط مؤثر تفاضلی قادر است که ویژگی‌های فیزیکی مختلف مخازن هیدروکربوری اشباع از سیالات مختلف را با در نظر گرفتن شرایط اولیه مخزن در محیط‌های شیلی و غیر شیلی و در مراحل مختلف تولید مخزن بررسی نماید.

واژه‌های کلیدی: اشباع‌شدگی، هیدروکربور، مدل فیزیک سنگ، محیط مؤثر تفاضلی

Differential effective medium model for predicting hydrocarbon saturation using geoelectrical data

S. Tabasi¹, A. Kamkar Rohani², M. Mohammado Khorasani³

¹Phd Student, Mining Exploration, shahrood university of Technology, somayehlabasi@yahoo.com

²Assistant Prof. shahrood university of Technology

³Iranian oil exploration company

Abstract

Hydrocarbon saturation is of the most important petrophysical parameters in evaluating reservoirs. Using geoelectrical data for predicting hydrocarbon saturation decrease the exploration costs. Considering a proper rock physics model for the reservoir rocks can relate the reservoir parameters with electrical properties of it. The differential effective medium scheme can handle the physical properties of the partially saturated rocks assuming an initial reservoir condition in the shaly and non- clean rocks over the production time.

Key words: saturation, hydrocarbon, rock physics model, differential effective medium.

۱ مقدمه

امروزه استفاده از مطالعات ژئوفیزیکی در اکتشاف نفت تنها محدود به اکتشاف ساختارهای هیدروکربوری نیست. استفاده از داده‌های ژئوفیزیکی در مطالعات توسعه مخازن، منجر به کاهش ریسک عملیات حفاری می‌شود. دسترسی به خصوصیات مخزن و سیال آن از طریق آزمایش‌های پرهزینه و مخرب بر روی مغزه‌های حفاری انجام می‌شود. اگرچه مغزه‌های حاصل از چاه‌ها اطلاعات کامل زمین‌شناسی از مخزن مورد مطالعه ارائه می‌دهند. اما مغزه‌گیری کامل از چاه همیشه امکان‌پذیر نمی‌باشد و حجم مغزه جهت انجام آزمایشات مختلف کامل نیست. اطلاعات حاصل از خرده‌های

حفاری به دلیل خرد شدن زیاد سنگ‌ها توسط مته حفاری و ریزش دیواره‌های چاه و مخلوط شدن سازندها با یکدیگر، زیاد قابل اعتماد نیستند. از آنجا که مغزه از محیط با فشار و دمای زیاد مخزن به محیط آزمایشگاهی منتقل می‌شوند، پارامترهای پتروفیزیکی اندازه‌گیری شده به صورت مستقیم از مغزه‌های حفاری با مقادیر برج این پارامترها اختلاف دارند [۱].

فیزیک سنگ به عنوان روشی جدید در کنار روش‌های دیگر در مطالعات نفت و گاز به کار گرفته شده است. فیزیک سنگ بدون انجام آزمایش بر روی مغزه‌ها و با استفاده از روابط ریاضی به خصوصیات مخزنی دست پیدا می‌کند. متخصصین فیزیک سنگ با تعیین مدل‌های فیزیک سنگ برای انواع مخازن هیدروکربوری به پیش‌بینی خصوصیات مخزن و وضعیت آن پرداخته و شرایط سازندها را در حفاری پیش‌بینی می‌نمایند. پارامتری که مقدار هیدروکربور موجود در مخزن را مشخص می‌کند، اشباع‌شدگی^۱ است. اشباع‌شدگی از هیدروکربور عبارت است از نسبت حجمی فضاهای خالی موجود در مخزن که توسط هیدروکربور پر شده است:

$$S_h = \frac{V_h}{V_v} \times 100 \quad (1)$$

در این رابطه V_h حجم هیدروکربور، V_v حجم فضای خالی و S_h اشباع‌شدگی از هیدروکربور می‌باشد. در بررسی اشباع‌شدگی مخزن هیدروکربوری فرض می‌شود که تمام حجم فضاهای خالی از آب و هیدروکربور پر شده‌اند. بخشی از تخلخل که حاوی آب است اشباع‌شدگی از آب S_{wa} می‌باشد و باقی‌مانده آن اشباع‌شدگی هیدروکربور می‌باشد [۱]. به دلیل اختلاف مقاومت ویژه الکتریکی آب و هیدروکربور موجود در مخازن هیدروکربوری، روش‌های الکتریکی این قابلیت را دارند تا در طول دوره تولید نفت از طریق تحلیل اطلاعات مقاومت ویژه مخزن، توزیع نفت و آب داخل مخزن را تعیین نمایند [Han, 2010].

یکی از سوالات اساسی در بررسی‌های ژئوفیزیکی مخزن، چگونگی استفاده از روش‌های ژئوفیزیکی موجود در پیش‌بینی خصوصیات مختلف مخزنی و سیال حاوی آن است. برای دستیابی به پاسخ این سوال نیاز به تعیین مدل فیزیک سنگ مناسب برای مخزن مورد بررسی و سپس مدل‌سازی فیزیک سنگ مخزن و سازندهای مجاور آن جهت تعیین پارامترهای مخزن و نحوه توزیع آن‌ها می‌باشد.

۲ فیزیک سنگ

در بررسی سنگ‌ها، برقراری رابطه‌ای بین ویژگی‌های آن‌ها و عوامل درونی و بیرونی تعیین‌کننده این ویژگی‌ها امری مهم می‌باشد. عوامل درونی به ماهیت سنگ و ترکیب آن بستگی دارند. عوامل بیرونی، آثار حاصل از محیط سنگ نظیر وجود میدان‌های مختلف را شامل می‌شوند [۲]. بنابراین در فیزیک سنگ، مساله عمده سیستماتیک کردن رابطه بین ویژگی‌های فیزیک سنگ و فرآیندهای فیزیکی رخ دهنده در سنگ از طریق تاثیر میدان‌های فیزیکی طبیعی و مصنوعی می‌باشد [۲].

فیزیک سنگ، رابطه بین داده‌های میدان‌های ژئوفیزیکی و ویژگی‌های مخزنی زیرسطحی سنگ‌ها نظیر لیتولوژی، تخلخل، نوع سیالات، اشباع‌شدگی، آنیزوتروپی و ... را بیان می‌کند. با استفاده از مدل‌سازی معکوس^۲ فیزیک سنگ، امکان پیش‌بینی مدل زمین‌شناسی از مشاهدات ژئوفیزیکی و با کمک مدل‌سازی مستقیم^۳ (پیشرو) فیزیک سنگ، امکان پیش‌بینی مدل ژئوفیزیکی از داده‌های مدل زمین‌شناسی می‌باشد [۳]. شکل ۱ دیاگرام شماتیکی را نشان می‌دهد که فیزیک سنگ را به عنوان ابزاری که ویژگی‌های ژئوفیزیکی سنگ‌ها را به ویژگی‌های مخزنی مربوط می‌سازد، نشان می‌دهد.

۳ مدل فیزیک سنگ الکتریکی^۴

ویژگی‌های تأثیرگذار یک سنگ مخزن بر رفتار الکتریکی به ویژه مقاومت ویژه آن لازم است توسط رابطه یا روابط ریاضی بین این ویژگی‌ها یا پارامترهای سنگ و مقاومت ویژه (یا کمیت دیگر الکتریکی) آن بیان شود. به عبارت دیگر،

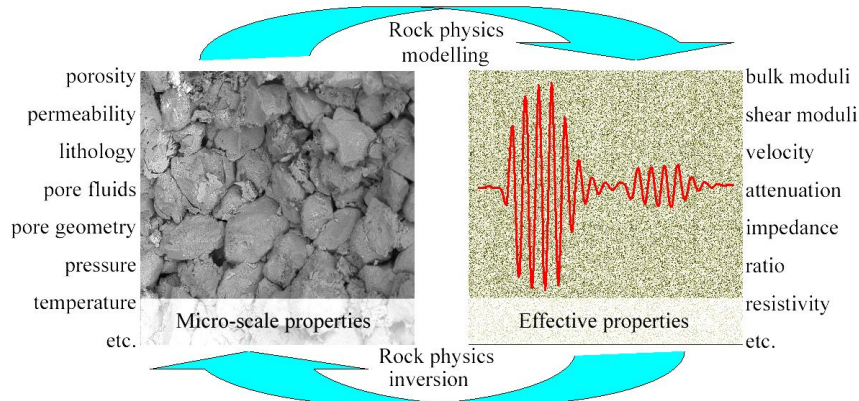
1- Saturation

2- Inverse modeling

3- Forward modeling

4- Electrical rock physics model

یک مدل فیزیکی یا رابطه‌ای باید انتخاب شود که قادر باشد تغییرات این پارامترها را با مقاومت ویژه الکتریکی مخزن مرتبط سازد. مدل‌های فیزیک الکتریکی با توجه به جنس سنگ و نوع مخزن، ویژگی‌های زمین‌شناسی مخزن و ویژگی‌های سیال موجود در آن را به ویژگی‌های الکتریکی مرتبط نموده و این ارتباط را به صورت مدل‌های ریاضی بیان می‌کنند.



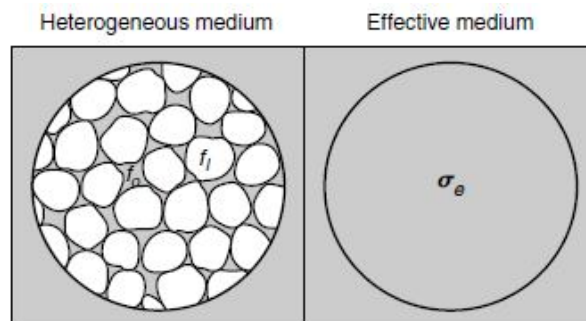
شکل ۱- دیاگرام شماتیکی که فیزیک سنگ را به عنوان ابزاری که ویژگی‌های ژئوفیزیکی سنگ‌ها را به ویژگی‌های مخزنی مربوط می‌سازد، نشان می‌دهد [۳].

در این راستا، انواع مختلف مدل‌های سنگی به سه دسته مدل مربوط به سنگ‌های تمیز که تنها آب/آب شور در حفرات وجود دارند، مدل مربوط به سنگ‌های دارای شکستگی با ماتریکس متخلخل در کرنات‌ها، مدل مربوط به سنگ‌های شیلی تقسیم‌بندی می‌شوند [۴].
کوشش‌های زیادی برای ارائه روابط مناسبی که بتواند مدل فیزیک سنگ بهینه‌ای را برای مخازن مختلف به دست دهد، انجام شده است.

۴ تئوری محیط مؤثر^۵

مهم‌ترین مساله در ارائه مدل فیزیک سنگ الکتریکی این است که این رابطه کمی بتواند هدایت بالک یک سنگ متشکل از کانی‌های هادی و ماتریکس را محاسبه نماید. در این راستا تئوری محیط مؤثر راه حل مناسبی را ارائه می‌دهد [۵].

شکل ۲ نشان می‌دهد که می‌توان یک سنگ هتروژن را به صورت یک مدل که ترکیبی است از محیط میزبان هموزن با حجم V و تانسور مختلط هدایت الکتریکی $\sigma_0(\mathbf{r})$ که با دانه‌های با شکل‌های نامنظم و هدایت الکتریکی متفاوت پر شده است [۵].



شکل ۲- یک مدل شماتیک هتروژن چند فازی از سنگ مخزن (چپ) و مدل محیط مؤثر مربوط به آن (راست) را نشان می‌دهد [۵].

سنگ از مجموعه‌ای از N نوع مختلف ذره تشکیل شده است و L امین نوع ذره تانسور هدایت $\hat{\sigma}_i$ دارد. ذرات نوع L ام جزء حجمی f_i در محیط داشته و شکل و جهت یافتگی خاص خود را دارند. بنابراین تانسور هدایت الکتریکی کل مدل $\sigma(\mathbf{r})$ به ترتیب توزیع زیر برای اجزاء حجمی f_i و $f_0 = (1 - \sum_{i=1}^N f_i)$ دارد [۵]:

$$\hat{\sigma}(\mathbf{r}) = \begin{cases} \hat{\sigma}_0 \text{ for volume fraction } f_0 = (1 - \sum_{i=1}^N f_i) \\ \hat{\sigma}_i \text{ for volume fraction } f_i. \end{cases} \quad (2)$$

مدل فیزیک سنگ تعمیم یافته محیط مؤثر قادر است تا پارامترهایی نظیر توزیع ذرات و شکل آن‌ها، جهت‌گیری ذرات، شیلی بودن محیط، شوری، اشباع‌شدگی، دما و فشار را در نظر بگیرد. مدل محیط مؤثر تفاضلی^۶ با موفقیت به مدل‌سازی ویژگی‌های فیزیکی مختلفی نظیر پارامترهای الاستیک [۶]، هدایت گرمایی [۷] و هدایت الکتریکی مخزن هیدروکربوری [۸] می‌پردازد. این مدل که به صورت رابطه بیان می‌شود:

$$\sigma(s, p, T, S_w) = [\sigma_w(s_0, T_0) + \Delta\sigma_w] [S_{w0} + \Delta S_w]^m [\phi(p_0) + \Delta\phi]^m \cdot \left(\frac{B(s_0, T_0) + lB(s, T)\sigma_c(s_0, T_0)/\sigma(s, p, T, S_w)}{B(s_0, T) + lB(s, T)\sigma_c(s_0, T_0)/(\sigma_w(s_0, T_0) + \Delta\sigma_w)} \right)^n \quad (3)$$

با در نظر گرفتن شرایط اولیه دمای مخزن T_0 ، شوری اولیه s_0 ، اشباع‌شدگی اولیه S_{w0} و فشار اولیه P_0 تاثیرات تغییرات اشباع‌شدگی ΔS_w را بر هدایت الکتریکی σ بیان می‌کند [۸ و ۳].

۵ نتیجه‌گیری

بررسی چگونگی تخمین پارامتر اشباع‌شدگی هیدروکربور با استفاده از داده‌های مقاومت ویژه الکتریکی به چگونگی ارتباط دو سری داده با یکدیگر بستگی دارد. پس از تعیین عوامل زمین‌شناسی و پتروفیزیکی کنترل‌کننده توزیع مقاومت ویژه الکتریکی، یک مدل فیزیک سنگ مناسب می‌تواند ارتباط بین مقاومت ویژه الکتریکی برداشت شده را با پارامترهای کنترل‌کننده آن برقرار نماید. مدل فیزیک سنگ محیط مؤثر تفاضلی برای سنگ‌های متخلخل اشباع از سیالات مختلف، در محیط‌های شیلی و غیر شیلی کاربرد دارد. با استفاده از این مدل الکتریکی می‌توان تغییرات دما، فشار، شوری و اشباع‌شدگی را در مراحل مختلف تولید مخزن بررسی نمود.

منابع

- [1]. Ellis D.V. and Singer J.M., Well logging for earth scientists, 2nd Edition, Springer, 2007.
- [۲]. رزفسکی، و. نوویک، گ.، فیزیک سنگ، محمد دانش، مرکز انتشارات صنعت فولاد، ۱۳۷۱.
- [3]. Han T., Joint Elastic-Electrical Properties of Reservoir Sandstones, PhD Thesis, University of Southampton, 2010.
- [4]. Schön J.H., Physical Properties of Rocks, in: Cubitt, J., Handbook of Petroleum Exploration and Production, Elsevier B.V., 2011.
- [5]. Zhdanov, M. S., Geophysical electromagnetic theory and methods, First Edition, Elsevier, 2009.
- [6] Le Ravalec M. and Gu'eguen Y. High- and low-frequency elastic moduli for saturated/cracked rock – Differential self-consistent and poroelastic theories. Geophysics 61, 1080–1094, 1996.
- [7]. Revil A. Thermal conductivity of unconsolidated sediments with geophysical applications. Journal of Geophysical Research, 105, 16749–16768, 2000.
- [8]. Gelius L.J. and Wang Z., Modelling production caused changes in conductivity for a siliciclastic reservoir: A differential effective medium approach

بررسی روش‌های مختلف درونیابی مدل سرعتی داده‌های لرزه‌ای در یکی از میادین نفتی خوزستان

مهندس احمد گیمدیل^۱، دکتر علیرضا گللال زاده^۲

^۱ژئوفیزیکست شرکت نفت-مناطق نفتخیز جنوب، gaimadil@gmail.com
^۲سرپرست بخش تفسیر اداره ژئوفیزیک مناطق نفتخیز جنوب

چکیده

از مهمترین مراحل در تعبیر و تفسیر داده‌های لرزه‌ای دو بعدی و سه بعدی ساخت مدل سرعتی است. از آنجایی که داده‌های لرزه‌ای در حوزه زمان می‌باشند و زمین‌شناسان جهت مطالعه مخزن نیازمند داده در حوزه عمق هستند بنابراین ضروری است مفسرین پس از تفسیر ساختمانی یک میدان نفتی با ساخت مدل سرعتی مناسب داده را به حوزه عمق منتقل کنند. برای ساخت مدل سرعتی روش‌های مختلفی وجود دارد. در این تحقیق از ۱۵ روش استفاده شد و در نهایت مشاهده گردید میانگین این ۱۵ روش یک مدل سرعتی نهایی را نتیجه می‌دهد که کمترین خطای عمقی را دارد. برای بررسی صحت کار از ۴ حلقه چاه که در ساخت مدل سرعتی دخالت داده نشدند استفاده گردید.

واژه‌های کلیدی: مدل سرعتی - تفسیر ساختمانی - درونیابی - سرعت برانبارش - سرعت درون چاهی - درشت مقیاس کردن داده

Study of different methods for Interpolation velocity model in seismic data

Ali Reza Golalzade², Ahmad Gaimadil¹

Abstract

One of the most important step of 2D and 3D seismic interpretation is making velocity model. Since seismic data are in time domain and a geologist needs data which are in depth domain for reservoir characterization, so it is vital to convert seismic data from time domain to depth domain. This process can be done by making velocity model. There are several methods for making velocity model. In this research 15 methods are used for making velocity model. In result, average of these 15 methods has been used to making velocity model, which cause minimum depth error. In this project we use 4 wells which didn't involve in project for quality control step.

Key words: velocity model- structural interpretation – interpolation- stacking velocity- VSP velocity- Up scaling

۱ مقدمه

پس از انجام تفسیر زمانی افق‌های انتخاب شده، این تفسیرها طی فرآیندهایی از بازه زمان به بازه عمقی منتقل می‌گردند. چرا که آنچه در مدل‌های زمین‌شناسی و مخزنی استفاده می‌شود نقشه‌های عمقی است. برای انجام این کار باید مدل سرعتی (Velocity Model) دقیقی برای هر افق تعریف شود تا بتوان با اعمال آن نقشه‌های عمقی قابل قبولی بدست آورد. الگوریتم‌های متفاوتی برای ساخت مدل سرعتی موجود است که انتخاب مدل بستگی به داده‌های در دسترس دارد. داده‌های سرعتی لرزه‌ای اعم از داده‌های سرعتی برانبارش و داده‌های سرعتی کوچ این امکان را فراهم می‌سازند تا ضمن استفاده از داده‌های سرعتی حاصل از چاه‌ها بتوان تغییرات جانبی سرعت در فواصل میان چاه‌ها را

مورد نظر قرار داد. در ساخت مدل سرعتی برای همه نقاط مقدار سرعت وجود ندارد در حالی که نیاز هست تمام نقاط میدان دارای سرعت باشند. برای این منظور از روش های درونیایی مختلفی استفاده می شود. در این تحقیق روش های مختلف درونیایی بر روی داده های سرعتی مختلف اعمال شده است و در نهایت نتایج هر کدام با یک دیگر مورد مقایسه قرار گرفته است.

۲ روش تحقیق

۱-۱- داده های VSP حاصل از چاه ها

قابل اعتمادترین داده ی موجود برای تبدیل به عمق داده هایی است که از محل چاه ها بدست می آیند یعنی نموداری از رابطه ی عمق با زمان در محل چاه. VSP در واقع نوعی لرزه نگاری درون چاهی است که این امکان را فراهم می آورد تا رابطه ی بین عمق و زمان در محل چاه بدست آید. تعداد چاه هایی که دارای این داده ی ارزشمند باشند بسیار اندک است که این مسئله به نوبه ی خود از دقت نتیجه ی نهایی می کاهد. میدانی که در این تحقیق مورد مطالعه قرار گرفت دارای ۱۷ حلقه چاه می باشد که از این تعداد ۳ حلقه چاه دارای اطلاعات چکشات و ۱ حلقه چاه دارای اطلاعات VSP می باشد.

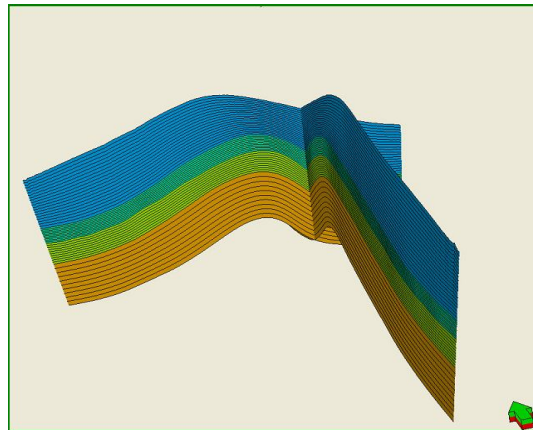
۱-۲- سطوح زمانی تفسیر شده

همه ی افق های زمانی که تفسیر شده اند می توانند در مدل سرعتی نقش داشته باشند. البته معمولاً افق هایی وارد مدل می شوند که تغییرات سرعت در محل این افق ها چشمگیر باشد. در این تحقیق افق آسماری به عنوان افق هدف در نظر گرفته شد.

۱-۳- درونیایی مقادیر سرعت

پس از وارد کردن داده های مورد نیاز در نرم افزار (سرعت برانبارش، داده VSP و سطوح زمانی) می توان ساخت مدل سرعتی را آغاز کرد. روش بدین صورت است که سرعت های بدست آمده از چاه های دارای داده ی VSP و چکشات و همچنین سرعت برانبارش که از نوع سرعت میانگین هستند در کل مقطع لرزه ای با استفاده از روش های مختلف زمین آماری درونیایی می شوند. برای دقت بیشتر در درونیایی میتوان از داده های سرعت میانگین VSP استفاده کرد و همزمان سرعت مکعب لرزه ای به عنوان روند (ورودی ثانویه) در نظر گرفته می شوند.

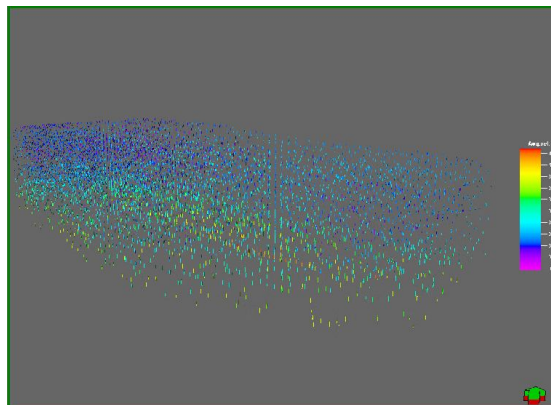
برای این که بتوان داده ها را در یک محدوده معین مدل کرد باید ابتدا یک چارچوب و شبکه ساختمانی برای مدل خود انتخاب کنیم. این چارچوب ساختمانی متشکل از سلول هایی خواهد بود که دارای هر دو مولفه ی افقی و عمودی هستند. هر سلول می تواند پذیرای یک مقدار معین از هر پارامتری باشد (شکل ۱)



شکل ۱. برشی از چارچوب ساختمان مدل

۴-۱- درشت مقیاس نمودن داده‌ها (Upscaling)

درشت مقیاس نمودن داده‌ها در واقع به نوعی نمونه‌گیری (Sampling) از داده‌ها محسوب می‌شود. در اینجا داده‌ی سرعت میانگین حاصل از لرزه‌نگاری درشت مقیاس می‌شود (شکل شماره ۲). بدیهی است که سلول‌هایی که دارای نقاطی از سرعت در آن موجود باشند دارای مقدار خواهند شد و سلول‌هایی که هیچ نقطه‌ای از سرعت در آنها یافت نشود خالی و بدون مقدار خواهند ماند.



شکل ۲. سرعت برانبارش درشت مقیاس شده در سلول‌های مدل ساختمانی

مدل کردن سرعت میانگین:

پس از درشت مقیاس شدن سرعت میانگین می‌توان آن را در کلیه سلول‌های مدل ساختمانی درونیابی نمود. برای این کار می‌توان از روش‌های آماری مختلفی مانند Moving Average استفاده کرد. در روش Moving Average الگوریتم به این صورت است که یک مقدار میانگین از داده ورودی محاسبه می‌شود و بر حسب فاصله به آن وزن داده می‌شود. سرعت محاسبات در این روش سریع است و برای همه سلول‌ها مقدار می‌سازد. روش‌های مختلفی برای وزن دادن وجود دارد که برای ساخت مدل سرعتی در این گزارش از روش inverse distance squared استفاده شده است.

کریجینگ (kriging) به روش‌های آماری اطلاق می‌گردد که بدان وسیله می‌توان یک پارامتر اتفاقی را در یک نقطه مجهول با استفاده از نقاط معلوم در همسایگی درونیابی نمود. در روش کریجینگ برای بیان تغییر پذیری مکانی داده‌های ورودی از یک ابزار به نام واریوگرام استفاده می‌شود که نشان دهنده پراکندگی فضایی داده‌های ورودی است. در واریوگرام یک مقدار حداقل و حداکثر تعریف می‌شود که الگوریتم به ازای مقادیر کمتر و بیشتر از آن قادر به ساخت مقدار نیست.

در نهایت پس از محاسبه سرعت می توان افق های تفسیری را از حوزه زمان به حوزه عمق انتقال داد. یک روش اساسی و مهم برای بررسی صحت نتیجه بدست آمده انطباق افق عمقی (در این تحقیق افق آسماری) با راس سازندها در محل هر چاه می باشد. به طوری که هر چه این اختلاف عمقی کمتر باشد تاییدی بر صحت مدل سرعتی و همچنین افق زمانی تفسیر شده می باشد. در این مقاله روش های مختلف یافتن مدل سرعتی را به همراه مقدار خطای متوسط چاهها بررسی شده است.

میانگین خطا (متر)	نوع روش ساخت مدل سرعتی	
36	درشت مقیاس کردن داده سرعتی لرزه ای و استفاده از روش درونیابی kriging	1
37	درشت مقیاس کردن داده سرعت لرزه ای و استفاده از درونیابی Moving Average	2
41	درشت مقیاس کردن داده سرعت لرزه ای و استفاده از روش درونیابی Closest	3
27	درشت مقیاس کردن داده سرعتی چاه و استفاده از روش درونیابی kriging	4
39	درشت مقیاس کردن داده سرعت چاه و استفاده از درونیابی Moving Average	5
32	درشت مقیاس کردن داده سرعت چاه و استفاده از نتیجه روش اول به عنوان داده ثانویه (روش درونیابی Co-Kriging)	6
29	درشت مقیاس کردن داده سرعت چاه و استفاده از نتیجه روش دوم به عنوان داده ثانویه (روش درونیابی Co-Kriging)	7
30	درشت مقیاس کردن داده سرعت چاه و استفاده از نتیجه روش سوم به عنوان داده ثانویه (روش درونیابی Co-Kriging)	8
39	درشت مقیاس کردن داده سرعت چاه و استفاده از نتیجه روش اول به عنوان داده ثانویه (روش درونیابی Moving Average)	9
31	درشت مقیاس کردن داده سرعت چاه و استفاده از نتیجه روش دوم به عنوان داده ثانویه (روش درونیابی Moving Average)	10
28	درشت مقیاس کردن داده سرعت چاه و استفاده از نتیجه روش سوم به عنوان داده ثانویه (روش درونیابی Moving Average)	11
30	درشت مقیاس کردن داده سرعت چاه و استفاده از روش Fraction	12
36	درشت مقیاس کردن داده سرعت چاه و استفاده از روش Anisotropy	13
47	درشت مقیاس کردن داده سرعت چاه و استفاده از نتیجه روش دوازدهم به عنوان داده ثانویه (روش درونیابی Co-Kriging)	14
37	درشت مقیاس کردن داده سرعت چاه و استفاده از نتیجه روش سیزدهم به عنوان داده ثانویه (روش درونیابی Co-Kriging)	15

حال اگر همه مدل های سرعتی بدست آمده را با یکدیگر جمع کرده و میانگین آنها را بدست آوریم، مدل سرعتی حاصل می شود که کمترین خطای میانگین را خواهد داشت.

مدل نهایی	مدل سرعتی میانگین	24
-----------	-------------------	----

برای بررسی دقت مدل سرعتی نهایی بدست آمده از Blind Test استفاده می شود. به این صورت که یکی از چاهها را حذف کرده و در ساخت مدل سرعتی آن را دخالت نمی دهند. حال اگر خطا در محل چاه حذف شده قابل قبول باشد به این معناست که مدل سرعتی خوبی ساخته شده است. در این مقاله از چاه های شماره ۱۷، ۱۹، ۲۰ و ۲۱ جهت انجام این تست استفاده شد. مشاهده گردید که مقدار خطای چاه های مذکور برای مدل سرعتی نهایی به ترتیب ۱۵متر، ۲۰متر، ۹متر و ۷متر بدست آمد.

نتایج:

با بررسی مقادیر خطای مدل های مختلف مشاهده شد که بهترین مدل سرعتی از ترکیب و محاسبه میانگین تمام یا بخشی از مدل های سرعتی می تواند حاصل شود.

منابع:

گیمدیل، ا.، گلال زاده، ع.، ۱۳۹۱، تفسیر اطلاعات لرزه نگاری سه بعدی میدان رامشیر، گزارش شماره ۷۲۹۰ شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب

The Application of Short Time Fourier Transform on Non-Stationary Seismic Signals

Mohammad Hasan Fallah¹
Akbar Heidari²

¹*M.sc. Student of Exploration seismology, Institute of Geophysics, University of Tehran,
Mohammadhasanfallah@ut.ac.ir*

²*M.sc. Student of Exploration seismology, Institute of Geophysics, University of Tehran,
Akbar.heidari@ut.ac.ir*

ABSTRACT

Fourier transform plays a key role in interpolation of seismic sections. Fourier transform enables the interpreter to extract the frequency data which is needed for realizing various structures. Non-stationary signals behave extremely different though. When we are facing a non-stationary signal, finding the time-frequency map becomes a bit complicated. That is when the Short Time Fourier Transform (STFT) comes in handy. We will distinguish this different behavior of non-stationary signals through this text, and will examine STFT in practice.

Key words: Fourier Transform, STFT, Time-Frequency map, Matlab, Interpretation

INTRODUCTION

Time-frequency decomposition maps a 1D signal into a 2D signal of time and frequency, and describes how the spectral content of the signal changes with time. Time-frequency analysis has been used extensively in seismic data processing and interpretation, including attenuation measurement, direct hydro-carbon detection, and stratigraphic mapping. The widely used short-time Fourier transform (STFT) method produces a time-frequency spectrum by taking the Fourier transform of data windows, which leads to a tradeoff between temporal and spectral resolution.

The seismic traces are nothing but some signals. There are two types of signals; Stationary, whose frequencies is constant over time, and Non-Stationary, whose frequencies varies with time. For non-stationary signals, Fourier transform shows nothing applicable for interpretation, so for these types of signals we use short time Fourier transform (STFT) which is in fact a Fourier transform on a moving window over the signal. If we plot the time corresponding to center of the window on the trace versus the frequency calculated through the window, we will have the Time-Frequency Map of the trace. As it can be understood, for a single signal STFT will give us a 2D image for time versus frequency, hence for a set of signals we will have a cube of data in which one axis shows the number of signal or trace and the other two indicates time versus frequency.

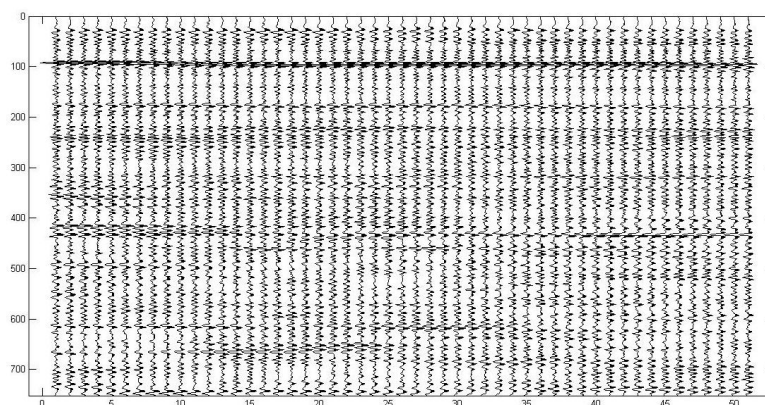


Figure 1. seismic section

Figure 1 shows a regular seismic section which includes 51 non-stationary traces each consisting of 751 time samples.

Getting a quick two dimensional Fourier transform using Matlab leads us to figure 2. As it can be seen, there is not that much of data we needed. So we now go for short time Fourier transform. We have a 2D section so it is expected to have a cube of data after applying STFT on the section in figure 1. The output cube will have two axes of 751 samples for time and frequency and one axis for the trace numbers.

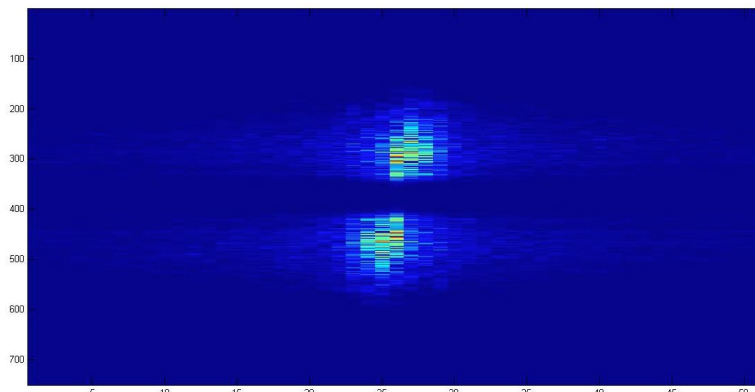


Figure 2. Two dimensional Fourier transform of the section in figure 1

To get the STFT, we need a window of the samples to isolate them for Fourier transform. Having the window constructed, we move it over each trace sample by sample, applying Fourier transform over the window; we will store the result for each window's movement in the cube. The result will be a cube of data which consists of time-frequency map of each trace.

Once the cube filled with the desired data, we can easily cut out various sections of the cube which include useful information could not be obtained from regular Fourier transform.

Figure 3 shows a single-frequency section for window length of 10 samples and frequency of 40Hz. The existence of 40Hz frequency through time over the section of figure 1 is barely visible in this single-frequency section.

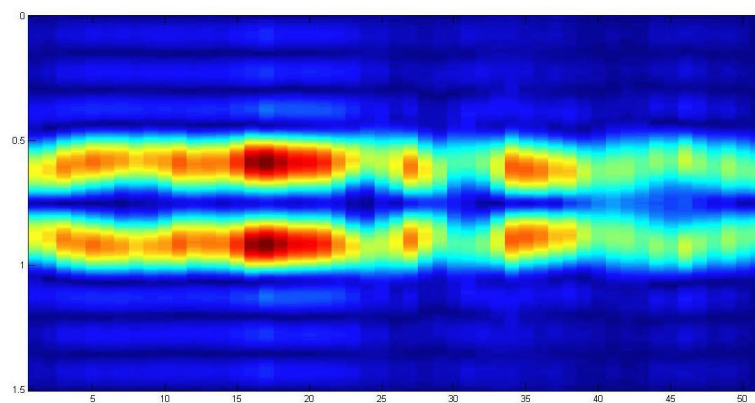


Figure 3. Single-Frequency map of the section in figure 1 for the frequency of 40Hz

CONCLUSION

The word “**CONCLUSION**” must be in Times New Roman font, bold and letter size 12 point. It must be left justified. The CONCLUSION section must be written in Times font, regular, and letter size 11. It must also be aligned “justified”.

REFERENCE

Reine, C., M. van der Baan, and R. Clark, 2009, The robustness of seismic attenuation measurements using fixed- and variable-window time-frequency transforms: *Geophysics*, 74, 123-135.

Castagna, J., S. Sun, and R. W. Siegfried, 2003, Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons: *The Leading Edge*, 22, 120-127.

Partyka, G. A., J. M. Gridley, and J. Lopez, 1998, Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization: *The Leading Edge*, 18, 353-360.

Cohen, L., 1995, *Time-frequency analysis*: Prentice Hall, Inc.

کاربرد نشانگر بسامد لحظه ای در تشخیص پتانسیل های گازی

احمد رحمت بر^۱، سامان لنگری^۲، اکبر حیدری^۳

^۱دانشجوی کارشناسی ارشد ژئوفیزیک گرایش لرزه شناسی، موسسه ژئوفیزیک دانشگاه تهران، a.rahmatbar@ut.ac.ir

^۲دانشجوی کارشناسی ارشد ژئوفیزیک گرایش لرزه شناسی، موسسه ژئوفیزیک دانشگاه تهران، s_langari@ut.ac.ir

^۳دانشجوی کارشناسی ارشد ژئوفیزیک گرایش لرزه شناسی، موسسه ژئوفیزیک دانشگاه تهران، akbar.heidari@ut.ac.ir

چکیده

استفاده از داده های لرزه ای می تواند در شرایط ایده آل هرگونه داده ای از وضعیت ساختاری نفت گیرها و خواص سنگ های مخزن را فراهم سازد. یکی از ارکان مطالعاتی تفسیر داده های لرزه ای، بررسی نشانگرهای لرزه ای است. ما در اینجا قصد معرفی نشانگر بسامد لحظه ای را به عنوان یکی از ابزارهای تشخیص پتانسیل های گازی داریم. نشانگر بسامد لحظه ای از طریق محاسبه مشتق فاز لحظه ای به دست می آید. نشان داده شده است که بسامد لحظه ای در ارتباط با مرکز طیف توان موجک لرزه ای می باشد. از آنجا که موجک لرزه ای هنگام عبور از مخزن گازی محتوای بسامد بالای خود را از دست می دهد، در نتیجه اغلب انرژی آن در بسامد های پایین جمع می شود و با گرفتن بسامد لحظه ای و مقایسه مقاطع با بسامد های مختلف می شود می توان حضور گاز را در مناطق مربوطه پیش بینی کرد.

واژه های کلیدی: نشانگر لرزه ای، بسامد لحظه ای، مخزن گازی، جذب بسامد، نفت گیر، میرایی

Application of Instantaneous Frequency Attribute in Detecting Gas Potentials

Abstract

Seismic data can be used in ideal conditions to provide all sorts of data; such as structural geology of oil traps and properties of reservoir rocks. One way to interpret seismic data is by studying seismic attributes. Here, we want to introduce instantaneous frequency attribute as one of the tools to identify gas potentials. Instantaneous frequency attribute is obtained by calculating instantaneous phase derivative. It is shown that instantaneous frequency is related to center of seismic wavelet's power spectrum. Since seismic wavelet loses its high frequency contents when passing through a gas reservoir, hence most of the energy is accumulated in the lower frequencies and by taking instantaneous frequency and comparing it with sections with different frequencies, we can predict the presence of gas in the regions under study.

Key words: Seismic Attribute, Instantaneous Frequency, Gas Reservoir, Frequency Absorption, Oil Trap, Attenuation

۱ مقدمه

همانگونه که می دانیم تفسیر داده های لرزه ای در چند سال اخیر سمت و سوی جدیدی به خود گرفته است. یعنی تفسیر در لرزه شناسی دیگر فقط شامل تشخیص بصری ساختارهای ساده زمین شناسی نیست بلکه امروزه با استفاده

از ابزار ریاضی ساختارهای پیچیده تری را در زیرزمین تشخیص می دهند. بسامد لحظه ای یکی از این ابزارهای مورد نظر است.

شواهد زیادی این مدعا را ثابت می کند که مناطق هیدروکربنی با مقادیر میرایی بالا مرتبند. یکی از اثرات میرایی جذب بسامد های بالای امواج لرزه ای است. یعنی ما انتظار داریم بسامد های بالای ما که بین ۳۰ تا ۵۰ هرتز می باشد در ناحیه هیدرو کربنی جذب شده باشند و بسامد های پایین حدود ۱۰ تا ۲۰ هرتز در آن نواحی نمود زیادی داشته باشند.

از آنجا که موجک لرزه ای هنگام عبور از مخزن گازی محتوای بسامد بالای خود را از دست می دهد، در نتیجه اغلب انرژی آن در بسامد های پایین جمع می شود و با گرفتن بسامد لحظه ای و مقایسه مقاطع با بسامد های مختلف می شود حضور گاز را در مناطق مربوطه پیش بینی کرد.

۲ روش تحقیق

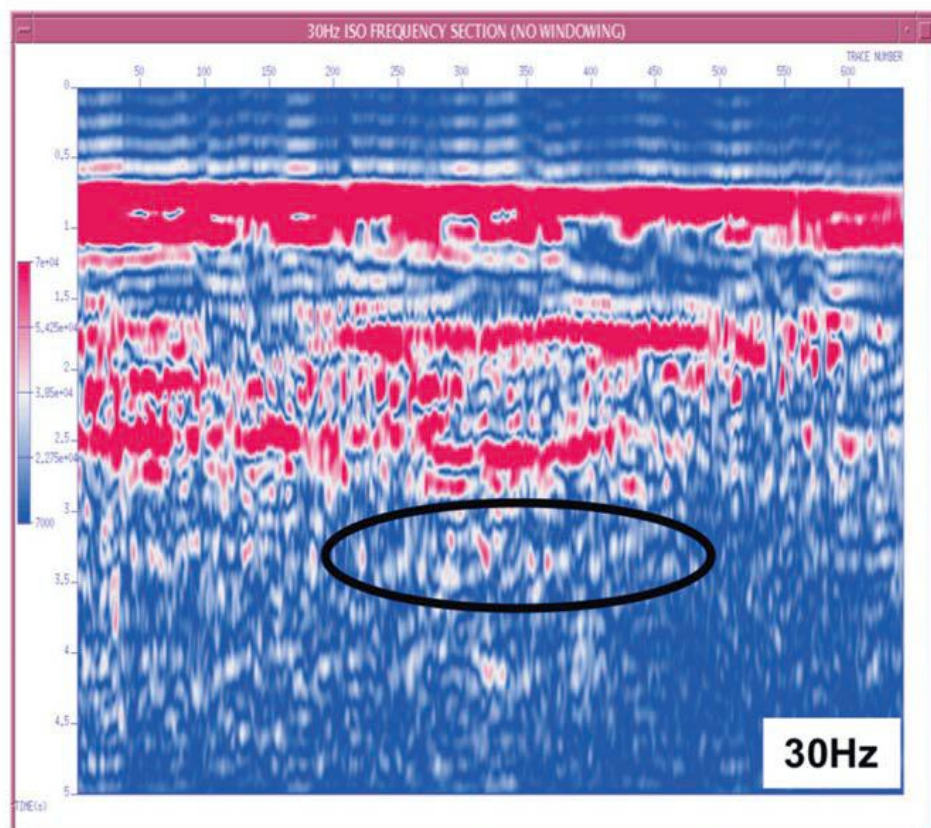
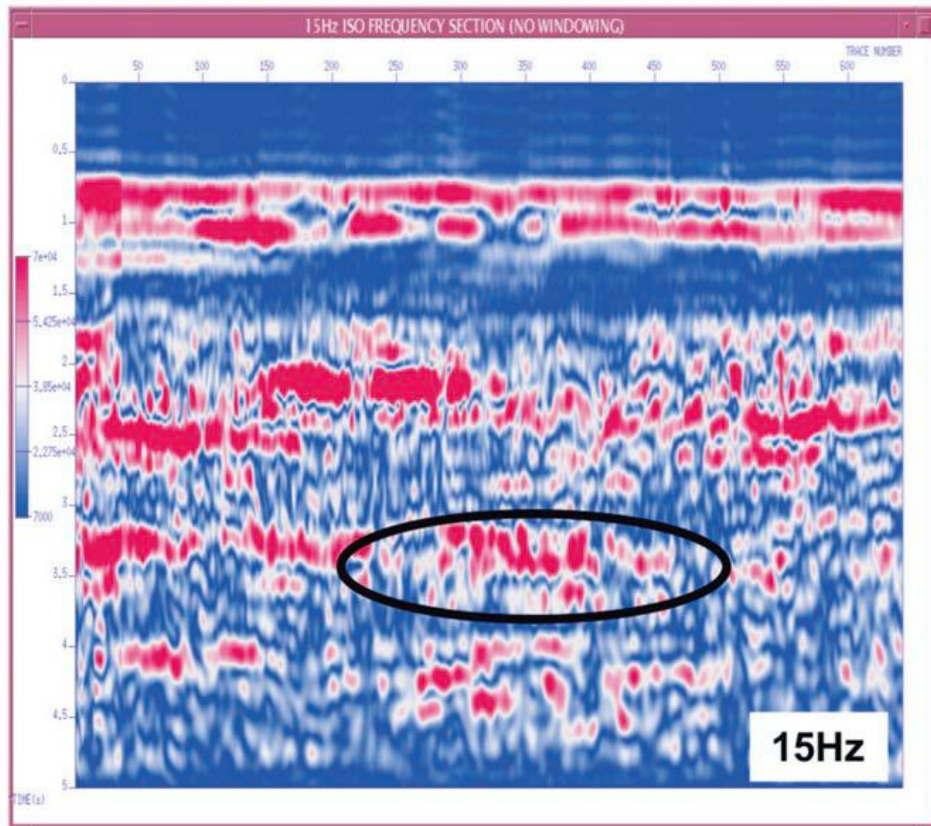
نشانهگر بسامد لحظه ای از طریق محاسبه مشتق فاز لحظه ای به دست می آید. نشان داده شده است بسامد لحظه ای در ارتباط با مرکز طیف توان موجک لرزه ای می باشد. از آنجا که این نشانگر تحت تاثیر انتشار موج و همچنین ویژگیهای رسوبی می باشد، می توان آنرا در رده نشانگرهای فیزیکی جای داد. استفاده از این نشانگر در موارد زیر کاربرد دارد:

- ۱- تعیین هیدروکربن در مناطق دارای آنومالی بسامد پایین
- ۲- تعیین لبه لایه های نازک دارای مقاومت صوتی پایین
- ۳- مشخص کردن زون خرد شده، از آنجا که ناپیوستگیها ممکن است به صورت بسامد های پایین تر ظاهر شوند.
- ۴- تعیین نسبت ماسه به شیل
- ۵- تعیین زونهای بازتابی آشوبناک
- ۶- تعیین ضخامت لایه. بسامد های بالاتر نشان دهنده تداخل بازتاب هاست، در حالی که بسامد های پایین تر نشان دهنده لایه های ضخیم تر است.

تنر در سال ۲۰۰۱ بیان کرد که وجود بسامد لحظه ای با جهش زیاد و یا بسامد لحظه ای با مقدار منفی، نشانه تداخل بازتاب هاست. بنابراین مشتق زمانی فاز لحظه ای می تواند نشانگر لایه نازک باشد.

شواهد زیادی این مدعا را ثابت می کند که مناطق هیدروکربنی با مقادیر میرایی بالا مرتبند. یکی از اثرات میرایی جذب بسامد های بالای امواج لرزه ای است. یعنی ما انتظار داریم بسامد های بالای ما که بین ۳۰ تا ۵۰ هرتز می باشد در ناحیه هیدرو کربنی جذب شده باشند و بسامد های پایین حدود ۱۰ تا ۲۰ هرتز در آن نواحی نمود زیادی داشته باشند. همان گونه که در شکل ۱ دیده می شود ناپهنجاری بسامد مشاهده در بخش های بالایی (مربوط به بسامد ۱۵ هرتز) و پایینی (مربوط به بسامد ۳۰ هرتز) این قضیه آشکار است.

یعنی ناحیه ای که ما انتظار داریم بخش مخزن هیدروکربنی ما باشد در مقطع هم بسامد ۱۵ هرتز (بالایی) به خوبی نمایان است (یعنی انرژی این بسامد در آن ناحیه زیاد است) ولی در مقطع هم بسامد ۳۰ هرتز (پایینی) این ناحیه پنهان است زیرا در آن بخش انرژی بسامد ۳۰ هرتز بسیار کم است.



شکل ۱- مقاطع هم بسامد برای بسامدهای ۱۵ هرتز و ۳۰ هرتز. چنانچه مشاهده می شود ناحیه مخزنی اشاره شده در شکل ۱ بسامدهای پایین روشن است در حالی که در بسامدهای بالا دیده نمی شود.^۱

۳ نتیجه‌گیری

یکی از ارکان مطالعاتی تفسیر داده های لرزه ای، بررسی نشانگرهای لرزه ای است. استفاده از داده های لرزه ای می تواند در شرایط ایده آل هرگونه داده ای از وضعیت ساختاری نفت گیرها و خواص سنگ های مخزن را فراهم سازد. نشانگر بسامد لحظه ای از طریق محاسبه مشتق فاز لحظه ای به دست می آید. نشان داده شده است که بسامد لحظه ای در ارتباط با مرکز طیف توان موجک لرزه ای می باشد. از آنجا که موجک لرزه ای هنگام عبور از مخزن گازی محتوای بسامد بالای خود را از دست می دهد، در نتیجه اغلب انرژی آن در بسامد های پایین جمع می شود و با گرفتن بسامد لحظه ای و مقایسه مقاطع با بسامد های مختلف می شود حضور گاز را در مناطق مربوطه پیش بینی کرد.

منابع

- 1 Odebeatu, E., Leeds University, U.K., and et al, 2006, Application of spectral decomposition to detection of dispersion anomalies associated with gas saturation: The Leading Edge, 206-210.
- 2 Castagna, J., 2003, Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons: The Leading Edge, 120-127.
- 3 Guoping Zuo and et al, 2011, Study of Hydrocarbon Detection Methods in Offshore Deepwater Sediments, Gulf of Guinea: International Geophysical Conference, Shenzhen, China, November 7–10, 2011.
- 4 John Stockwell, 2007, Hilbert Transform, Trace Attributes, and Time-Frequency Domain: CWP Online Courses, <http://www.cwp.mines.edu/sututor/node95.html>.
- 5 Kurt Marfurt, 2007, Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Charecterization: SEG Geophysical Development Series No. 11.

Processing of 3D Seismic Data for Obtaining Accurate Image of Oil Trap

Akbar Heidari¹
Mohammad Hassan Fallah²
Saman Langari³

¹*M.sc. Student of Exploration seismology, Institute of Geophysics, University of Tehran,*
Akbar.heidari@ut.ac.ir

²*M.sc. Student of Exploration seismology, Institute of Geophysics, University of Tehran,*
m.h.fallah@ut.ac.ir

³*M.sc. Student of Exploration seismology, Institute of Geophysics, University of Tehran,*
S_langari@ut.ac.ir

ABSTRACT

Processing of seismic data is an indispensable step in exploration seismology. The purpose of seismic processing is to manipulate acquired data into an image or set of images of the subsurface geology. Processing consists of applying a sequence of routines on a computer guided by a geophysical processing specialist. Obtaining a precise image of subsurface is necessary for accurate interpretation of subsurface sections and leads to exploring the oil traps such as synclines, salt domes, faults and stratigraphic features. In this article we have fulfilled the principle steps of seismic data processing such as denoising, NMO correction, Velocity Analysis, Stacking and Migration respectively on a synthetic 3D seismic data and finally obtained an syncline that can be the potential of hydrocarbon accumulation.

Key words: Seismic processing, Oil Exploration, Velocity analysis, NMO correction, Stacking, Migration.

INTRODUCTION

Hydrocarbon reserves play a crucial role in economics and life of people in the world. There are plentiful hydrocarbon resources in the world which are not explored. In recent decades a serious competition has been emerged among the countries that have high potential reserves of hydrocarbon to explore and exploit these reserves as much as possible. The seismic method plays a prominent role in the search of hydrocarbons. Seismic exploration consists of three steps; data acquisition, processing and interpretation. Among these steps, processing of seismic data is an indispensable step that plays a vital role in exploration seismology. After data acquisition, data should be processed. The goal of seismic processing is to obtaining an explicit image of subsurface section. Oil and gas corporations are in rigorous competition to achieve better images of subsurface structures because with a good processed seismic section, the interpretation of them will be easier and the contingency of presence of hydrocarbon in the region will be improved so the interpreter announces the accumulation of hydrocarbon with less error and the expenses of hydrocarbon exploration will be decrease considerably. Processing geophysicists use computer programs to test and revise the data continuously. There are various softwares which provide the ability of processing the seismic data in the most user friendly possible state. But it can be said that the basis of all of these softwares are some complicated mathematics that are applied on the data in different ways to achieve the sharpest and the closest image of the subsurface structure. MATLAB is a powerful tool to examine that mathematical basis in order to understand the concept of making a clear and applicable image from a raw data that is nothing but some ambiguous signals. A processing flow includes major or optional steps that can be done based on the required quality and resolution on the output. In this article we applied some processing steps on a 3D seismic data and finally obtained a syncline that is ready to interpretation. It can be prone to have hydrocarbon.

Implementation of Processing Steps on 3D Seismic Data

A synthetic data set including 200 sources and 200 receivers which have recorded 481 time samples with sampling interval of 0.0063s is used for our processing flow. The separation interval of sources and receivers is 12m. It has been considered that all the corrections and noise reductions have been already done on the data set so we have these steps to achieve the desirable output:

- 1-CMP sorting
- 2-Velocity Analysis
- 3-NMO correction
- 4-Stacking
- 5-Migratin

CMP sorting is probably the most important gathering order which includes all of the traces received from one Common Mid-Point (CMP). These traces contain information from the same sub-surface point for horizontal reflectors. The number of CMPs for our data set is 400, and the maximum possible fold is 200. Figure 1 shows CMP gather number 100.

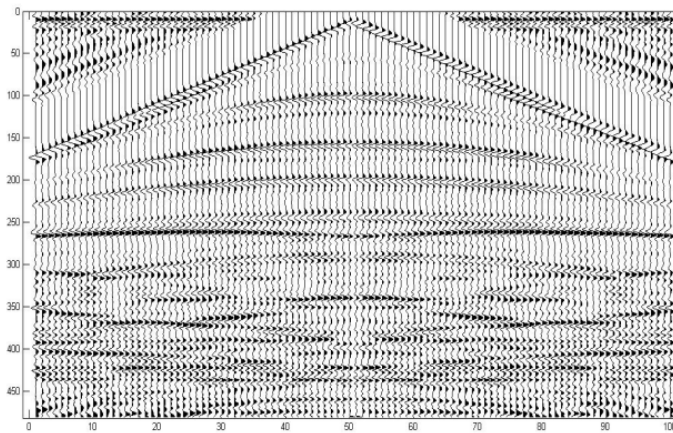


Figure1. CMP gather number 100

The next step is velocity analysis to obtaining appropriate velocity for NMO correction. The aim of the velocity analysis is to find the velocity that flattens a reflection hyperbola, which returns the best result when stacking is applied. We should find appropriate velocities and intercept times for hyperbolas fitting our reflector ones in CMP gather to flatten them. For this, we use the method of analysis of velocity spectra using semblance formula. We need to pick the peaks of energy in the velocity spectrum to obtain both the intercept time and velocity corresponding to each reflector. For more reliable picks we have done one additional step, in which we plot a hyperbola with the picked intercept time and velocity on the CMP gather just beside the velocity spectra (figure 2, the white hyperbola with intercept time of nearly 1s) to see whether it fits the reflector hyperbola or not.

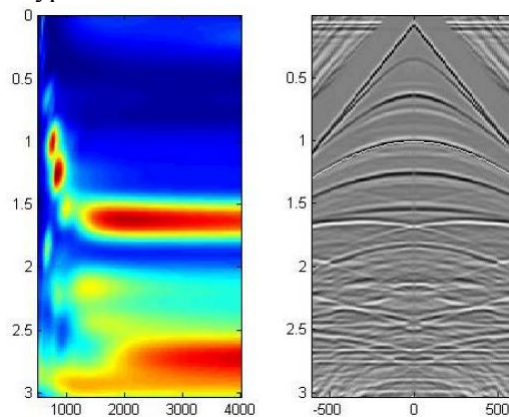


Figure 2. Velocity Spectrum and Hyperbola fitting for picking desired time and velocity for NMO correction

Next step is NMO correction. The principle of NMO correction is aligning the reflections using the correct velocities and travel times achieved by velocity analysis, such that the events are horizontal.

Figure 3 shows the CMP gather number 100 after NMO correction.

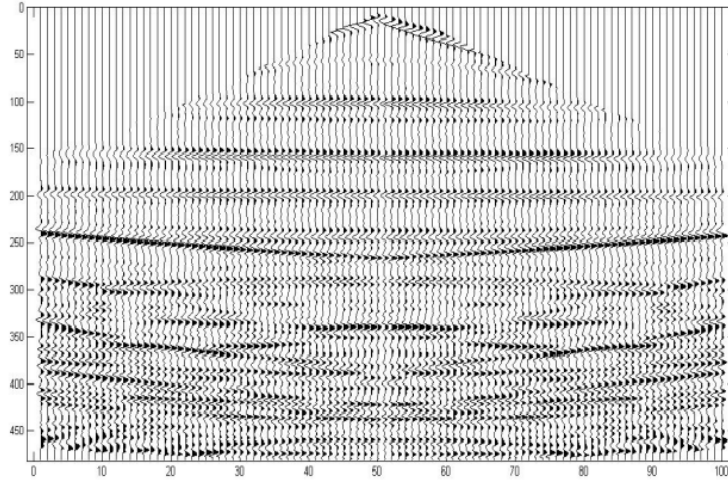


Figure 4. CMP gather number 100 after NMO correction

Next step that is one of the simplest but most important stages of the seismic processing sequence and improving data quality is stacking. Stacking is a processed seismic record that contains traces that have been added together from different records to reduce noise and improve overall data quality. The basis for reduction of noise using stacking is that the random noise which is distributed over traces will cancel out each other by summing all traces together, but coherent events will improve each other.

A CMP stacked section is often regarded as a zero offset section, especially during data be migrated. The final stacked section for all 400 CMPs is shown in figure 4. This section needs to be migrated. As it is clear, there is a butterfly shape in this section. After applying migration we can see a syncline that can be interpreted as a trap for oil accumulation.

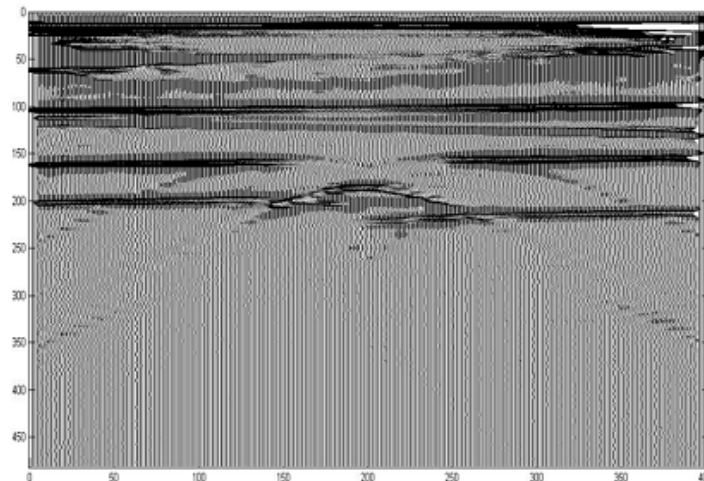


Figure 4. Final Section for all 400 CMPs

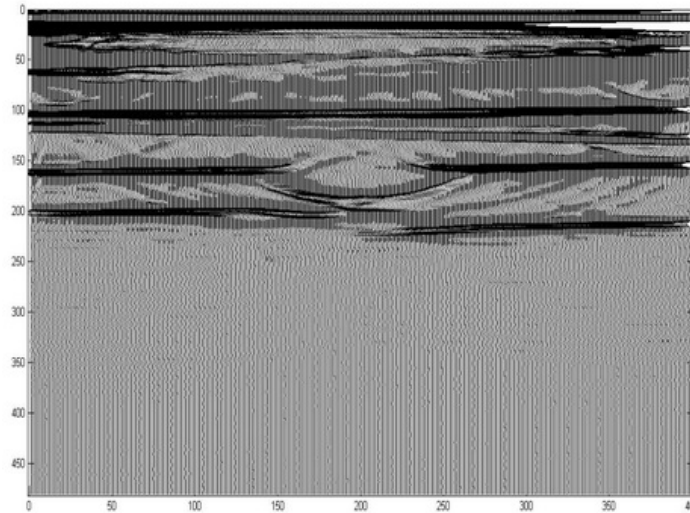


Figure5. Final Section after Migration

CONCLUSION

Exploration seismology plays a vital role in exploring hydrocarbon resources. Nowadays all of oil and gas corporations compete to obtain much clear and obvious picture of subsurface structures. Processing steps should be applied on seismic data to obtain an interpretable image of subsurface structures. The better processed seismic section, the most accurate section for interpretation and consequently more probability in detecting hydrocarbon resources. In this paper we applied different steps of processing on a 3D seismic data and finally obtained a Syncline that can be interpreted as a hydrocarbon trap.

REFERENCE

- Upadhyay, S. K., 2004, Seismic reflection Processing, 300-495.
- Clegg, M., 1976, Seismic Data Processing, 7, (22), 423-428.
- Tian-Yue, H., Run-Qiu, W, White, R. E., Beamforming in Seismic Data Processing, 2000, (4) 389-100.
- Claerbout, J. F., 1985, Fundamentals of Geophysical Data processing, (2), 85-193.
- Yilmaz, öz, 1987, Seismic Data Analysis, (1), 90-501.
- Sheriff, R. E., Geldart, L. P. 1995, Exploration Seismology, 2, Cambridge University Press.
- Robinson, E. A., 1983, Migration of Geophysical Data. Boston: International Human Resources Development Corp.
- W.D.P. Computer Services Limited, Robertson Research International Oil and Gas Consultants, Robertson Processing Course.
- Gluyas, J, Swarbrick, R., 2004, Petroleum Geoscience: Blackwell Publishing. 22-24.
- Schultz, P., 1979, Fundamentals of geophysical data processing, 564-565, IEEE Transaction.

مدل سازی سه بعدی زمین شناسی مخزن سروک در میدان جفیر با هدف بررسی و تعیین حجم هیدروکربوردر جای آن

پگاه مشیری^۱، ولی احمد سجادیان^۲، سید هاشم طباطبایی^۳

^۱دانشجوی کارشناسی ارشد دانشگاه آزاد دماوند moshiripeghah@yahoo.com

^۲آستاد یار دانشگاه آزاد اسلامی vasajjadian@gmail.com

^۳دانشیار مدیریت اکتشاف Dr_tabatabaee@yahoo.com

چکیده

روشهای متفاوتی برای مدلسازی سه بعدی مخزن وجود دارد. در این مطالعه از روش زمین آمار برای مدلسازی سه بعدی مخزن سروک در میدان جفیر استفاده شده است. همچنین برای تهیه مدل های ساختمانی و پتروفیزیکی مخزن سروک از نرم افزار پترل استفاده شده است. بدین منظور داده های مربوط به ۶ حلقه چاه حفر شده در این میدان پس از آماده سازی بصورت رقومی وارد محیط نرم افزار پترل گردیدند. مدل سه بعدی زمین شناسی سازند سروک به منظور شبیه سازی ساختمان میدان با استفاده از اطلاعات UGC (افق های تفسیر شده با استفاده از داده های لرزه ای) و اطلاعات چاه ها، توزیع خواص پتروفیزیکی (تخلخل، اشباع آب) در آن و محاسبه حجم هیدروکربوردر جای مخزن تهیه گردید. نتایج حاصل از این مطالعه نشان میدهد زون های ۱ و ۲ و ۳ مخزن سروک از لحاظ بهره دهی دارای شرایط بسیار خوب تا خوب و سایر زون ها دارای شرایط بسیار ضعیف می باشد. و بر اساس محاسبات صورت گرفته نفت درجای اولیه این مخزن برابر با ۲۵۰ میلیون بشکه تخمین زده شده است. و برای واحد Sarvak-L2b ۹۰ میلیون بشکه تخمین زده شده است.

واژه های کلیدی: پارامترهای پتروفیزیکی، پترل، حجم هیدروکربوردر جا، زمین آمار، مدلسازی سه بعدی.

3d geo cellular modeling of sarvak reservoir in jufeyr field to original oil in the place determination.

Pegah Moshiri, V.A. Sajjadian, H. Tabatabaee

Abstract

There are various methods for 3d modeling reservoir. In this study, reservoir geology modeling were made using Petrel Workflow Tools.

The data collected from 6 wells drilled in this field entered into PETREL (software) after preparation. 3d geo cellular modeling prepared in order to simulate Sarvak field by using UGC (interpreted horizons using seismic data) and wells information, distribution of petrophysical properties (porosity, water saturation) and calculation of original oil in the place.

Results from this study indicate that Sarvak reservoir zones 1, 2 and 3, in terms of productivity, are in very good too good conditions and other zones are in poor conditions. And based on recent calculation oil in place of this reservoir is estimated to be equivalent to 250 million barrels., And the unit Sarvak-L2b is estimated 90 million barrels.

Keywords: petrophysical parameters, Petrel, oil in the place, 3d modeling.

۱ مقدمه

داشتن برنامه‌ریزی در بهره‌برداری از مخازن نفتی کشور برای افزایش میزان بهره‌وری و طول عمر چاه‌ها از مواردی است که کمبود توجه به آن در صنعت نفت کشور به‌خوبی احساس می‌شود. با توجه به وضعیت نفتی کشور و سال‌های بسیاری که از حفر اولین چاه‌های نفت ایران می‌گذرد، حرکت به سمت داشتن تولید صیانتی تأثیرات قابل توجهی در تأمین منافع ملی خواهد داشت.

تولید صیانتی از میادین نفتی مستلزم مطالعه رفتار تولیدی میدان در خلال زمان می‌باشد. ارزیابی دقیق از خصوصیات طبیعی مخزن و بررسی رفتار مخازن مشابه در سایر نقاط جهان، طراحی مدل‌های ریاضی مخزن برای شبیه‌سازی جهت دستیابی به الگوی تولید بهینه، استفاده از این مدل‌ها برای پیش‌بینی عکس‌العمل مخزن نسبت به فرآیند تولید در خلال زمان، از شرایط لازم برای طراحی روش‌های مناسب جهت بهبود ضریب بازیافت است. بنابراین، مطالعه جامع مخازن همزمان با شروع بهره‌برداری از آنها آغاز می‌شود و تا پایان عمر مخزن ادامه می‌یابد. از آنجا که شبیه‌سازی مخزن برای مدت‌های زیادی بر اساس یک مدل سه بعدی صورت می‌گرفته، در این راستا تهیه یک مدل وابسته بین مهندسی مخزن و زمین‌شناسان در مطالعه جامع مخزن بسیار ضروری بنظر می‌رسید. مطالعه حاضر، ارائه مدل سه بعدی مخزن سروک میدان جفیرمی باشد که بر اساس کلیه اطلاعات مورد نیاز جهت تعیین ساختار مخزن، گسترش و پیوستگی لایه‌ها و پارامترهای زمین‌شناسی و پتروفیزیکی، توسط نرم افزار پترل تهیه گردیده است.

۲ روش تحقیق

جریان کاری مورد استفاده برای مدل سازی ۳ بعدی زمین‌شناسی در مطالعه حاضر به ترتیب زیر است:
۱- وارد کردن داده‌های چاه، هندسه مخزن و داده‌های لرزه‌ای و ویرایش داده‌های ورودی: داده‌های مربوط به شش چاه میدان جفیر شامل JR-1، JR-2، JR-3، JR-4، JR-5 و JR-5 اعم از مسیر حفاری چاه و خروجی لاگ‌های ارزیابی شده پتروفیزیکی جهت مدل سازی ۳ بعدی مخزن، به نرم افزار پترل (Petrel ver2009) بارگذاری و استفاده شدند.

نقشه‌های ساختمانی سر سازند افق سروک در حوزه عمق در مدل وارد و به عنوان ورودی مدل سازی هندسی (ساختمانی) مخزن سازند سروک استفاده شد. داده‌های عمق نشانگرهای ساختمانی واحدهای مختلف سازند سروک میدان جفیر، در ادامه به عنوان یکی از ورودی‌های فرایند مدل سازی ساختمانی مخزن استفاده شده است.

۲- ساخت مدل هندسی شبکه ۳ بعدی: مدل هندسی یا اسکلت مخزن در بردارنده افق‌ها، لایه‌ها، شبکه سلول‌ها و مرز مدل است. خروجی این واحد که در واقع شبکه سه‌بعدی متشکل از سلول‌هاست به عنوان ورودی مدل سازی خواص استفاده می‌شود.

در مطالعه حاضر، شبکه‌های ۳ بعدی مخازن مختلف سازند سروک، با توجه به نبود گسل در ساختمان مخزن، با استفاده از نقشه‌های ساختمانی به دست آمده از تفسیر لرزه‌ای ساخته شدند. بعد از ساخت چارچوب شبکه ۳ بعدی مدل‌های ساختمانی با استفاده از نقشه‌های ساختمانی به دست آمده از تفسیر لرزه‌ای، می‌توان سایر افق‌های ساختمانی که هیچ نقشه‌ای از آنها بر داده‌های لرزه‌ای تفسیر نشده است را ساخت. در واقع در این مرحله افق‌های ساختمانی مربوط به ابتدا و انتهای هر واحد چینه‌ای که بخواهیم در شبکه ۳ بعدی مخزن به صورت یک مدل مستقل موجود باشد، با استفاده از نشانگرهای افق‌ها که در محل چاه‌ها شناسایی شده‌اند ساخته می‌شود. بعد از ساخت افق‌های مخزنی واحد بندی مخزن انجام شده است. واحدهای مخزنی در واقع سطح بالاتری از لایه بندی مخزن به فواصلی است که از لحاظ ملاحظات زمین‌شناسی، چینه‌شناختی و پتروفیزیکی دارای خواص یکسان تشخیص داده شده‌اند.

۳- افزایش/کاهش مقیاس نمودارهای پتروفیزیکی/داده‌های لرزه‌ای به درون شبکه ۳ بعدی ساختمانی: شبکه مدل ساختمانی شامل ماتریس سلول‌هاست. هر سلول شبکه دارای یک مقدار خاص به ازای هر خاصیت مانند تخلخل موثر، اشباع آب یا تراوایی است. از آنجایی که اندازه سلول‌های شبکه معمولاً بزرگتر از چگالی نمونه برداری نمودارهای پتروفیزیکی چاه هستند باید به منظور وارد کردن این نمودارها به درون شبکه آنها را افزایش مقیاس داد. نرم افزار، ابتدا

سلول های شبکه سه بعدی را که توسط مسیر حفاری چاه قطع شده‌اند پیدا می‌کند. سپس برای هر یک از این سلول‌ها، تمام مقادیری از نمودار پتروفیزیکی مورد نظر که در محدوده آن سلول قرار می‌گیرند با استفاده از یک الگوریتم دلخواه (همانند میانگین گیری حسابی هندسی یا هارمونیک) میانگین گیری می‌شوند و نتیجه به عنوان مقدار پتروفیزیکی آن سلول در شبکه تخصیص داده می‌شود.

۴- مدل سازی واریوگرام ها برای تمام خواص (تخلخل و اشباع آب) انجام شده است.

۵- تولید تحقق های مدل ۳ بعدی توزیع تخلخل موثر به روش شبیه سازی گوسی ترتیبی چند متغیره و انتخاب تحقق بهینه و نهایی برای محاسبات بعدی:

مدل ۳ بعدی تخلخل موثر با استفاده از نمودارهای تخلخل موثر افزایش مقیاس داده شده به درون شبکه ۳ بعدی تولید شد. داده تخلخل لرزه ای بدست آمده از مطالعه نشانگرهای لرزه ای به عنوان متغیر دوم جهت کنترل ناهمگنی تخلخل در فضای بین چاه ها استفاده شد. واریوگرام های تخلخل موثر در جهت های قائم و افقی محاسبه و مدل سازی شدند. بدین منظور، واریوگرام تجربی قائم با استفاده از داده های نمودار تخلخل چاه برای واحدهای مخزنی سازند سروک محاسبه شده و مدل بهینه بر هر یک برازش شد.

۶- تولید تحقق های مدل ۳ بعدی توزیع اشباع آب به روش شبیه سازی گوسی ترتیبی چند متغیره با شرکت دادن مدل نهایی تخلخل موثر به عنوان متغیر دوم و اعمال روند در برابر ارتفاع از سطح تماس آب و نفت و انتخاب مدل بهینه نهایی برای محاسبات بعدی: : نمودارهای پتروفیزیکی ارزیابی شده اشباع آب به درون شبکه ۳ بعدی افزایش مقیاس داده شدند. هیستوگرام‌ها و مقطع چاه نمودارهای اشباع آب برای نمودارهای ارزیابی شده و افزایش مقیاس یافته بررسی و صحت کار کنترل شد. آماره های نمودارهای ارزیابی شده و افزایش مقیاس یافته اشباع آب بسیار به هم نزدیک هستند. واریوگرام های اشباع آب موثر در جهت های قائم و افقی محاسبه و مدل سازی شدند. بدین منظور، واریوگرام تجربی قائم با استفاده از داده ی نمودار اشباع آب چاه ها برای واحدهای مخزنی سازند سروک محاسبه شده و مدل بهینه بر هر یک برازش شد.

۷- تولید مدل محاسباتی عیار مخزن با اعمال یک معادله شرطی بر مدل های نهایی تخلخل موثر و اشباع آب:

عیار مخزن (NtG) مشخص کننده درصد پتانسیل مخزنی یک فاصله خاص است.

بر روی نمودار چاه، عیار مخزن یک خاصیت گسسته است که در هر عمق خاص نشان دهنده مخزنی یا غیر مخزنی بودن آن موقعیت است. بر روی شبکه ۳ بعدی، عیار مخزن درصدی است که نشان می دهد یک سلول می تواند بخشی از بدنه مخزنی باشد.

در این مطالعه، مدل ۳ بعدی عیار مخزن با اعمال رابطه شرطی زیر تولید شد:

$$NtG = If (3D_Phie < 0.045 \text{ Or } 3D_Sw > 0.56, 0.1)$$

۸- انجام محاسبات حجم نفت درجا

۳ نتیجه گیری

۱- سازند سروک با سن کرتاسه بالایی یکی از سازند های نفت دار میدان جفیرمی باشد. این سازند یک توالی ضخیم از مادستون گچی سفید و مادستون- وکستون متراکم قهوه‌ای روشن است. این سازند در بخش پایینی چرتی است. تعداد اندکی لایه‌ی وکستون-پکستون نیز وجود دارد؛ تعدادی از این لایه‌ها در بخش بالایی سازند سروک نفت دار هستند. ضخامت سازند سروک از 689 متر در چاه JRNW-1 تا 698 متر در چاه JR-3 در تغییر است. سازند

- سروک در محیط کم عمق تا نریتیک حدواسط نهشته شده است. در میدان مورد مطالعه این سازند در زیر سازند ایلام و بر روی سازند کژدمی قرار دارد.
- ۲- بر اساس زون بندی های انجام شده سازند سروک از انتهای شیل لافان تا انتهای لایه مخزنی سروک به ۱۱ واحد تقسیم شده است. در میان این واحدها، واحد Sarvak-L2b در مرحله مطالعات ارزیابی پتروفیزیکی و زمین شناسی به عنوان واحد مخزنی نفت دار تشخیص داده شده است. ضخامت این ساب زون از ۸.۳ متر در چاه JR-1 تا ۱۲ متر در چاه JR-4 می باشد. و میانگین تخلخل ۱۵ در صد است.
- ۳- مخزن اصلی سروک (Sarvak-L2b) در سراسر میدان در عمق بین ۳۱۵۰-۲۹۰۰ متری واقع شده است. این مخزن دارای کمینه ی ۱۸ متر ستون نفت (با سطح تماس نفت-آب در عمق ۳۰۹۴ متری از سطح دریا) است. ستون نفت می تواند تا ۴۹.۵ متر هم با سطح تماس نفت-آب در ۳۱۲۵.۵ متری از سطح دریا افزایش یابد. شوری آب حاشیه ای این مخزن نیز ۱۸۷۰۰۰ ppm شناسایی شده است.
- ۴- مدل سازی خواص مخزنی (مدل سازی پتروفیزیکی) با استفاده از روش شبیه سازی متوالی گوسی (SGS) داده های لرزه نگاری و روش قطعی انجام شد و معلوم گردید روش گوسی و لرزه ای از بهترین روشها در مدل سازی خواص پتروفیزیکی محسوب می شود.
- ۵- بر اساس نتایج بدست آمده از مدل سازی خواص مخزنی میدان معلوم گردید که زون ۲ سازند سروک دارای بالا ترین کیفیت مخزنی در این سازند می باشد.
- ۶- محاسبات حجم نفت درجا (STOIP) برای هر لایه مخزنی با در نظر گرفتن مدل های متناظر تخلخل موثر، اشباع آب، عیار مخزن و سطح تماس آب و نفت (OWC) خاص هر واحد مخزنی با روش محاسبه حجمی انجام شد و بر اساس محاسبات صورت گرفته نفت درجای اولیه این مخزن برابر با ۲۵۰ میلیون بشکه تخمین زده شده است. و برای واحد Sarvak-L2b ۹۰ میلیون بشکه تخمین زده شده است

منابع

رضایی، محمدرضا (۱۳۸۰)؛ زمین شناسی نفت، دانشگاه تهران، انتشارات علوی، قنواتی، کبارش (۱۳۷۴)؛ مطالعه مقدماتی زمین شناسی مخزن بنگستان میدان کبود، گزارش شماره P-۴۶۱۰ اهواز- مناطق نفتخیز جنوب، مدنی، حسن (۱۳۷۳)؛ مبانی زمین آمار، انتشارات دانشگاه صنعتی امیرکبیر

G. James and J. Wynd, Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area, AAPG Bull. 49, 2182-2245 (1965)

Roxar Software Solutions, Interoduction to 3D geological modeling (2002)

Stocklin, J., Structural history and tectonics of Iran: A review, AAPG Bull., 52, 1229-1258, 1968.

Stocklin, J., 1974. Possible ancient continental margin in Iran, in Geology of Continental Margins, pp. 873-877, eds Burke, C. & Drake, C., Springer- Verlag, New York

برنامه مقالات پوستری - نخستین سمینار ژئوفیزیک اکتشافی نفت ۱۷ مهرماه ۱۳۹۲، تهران، مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران

زمان بازدید و ارائه مقاله	ردیف	عنوان مقاله	نام و نام خانوادگی نویسندگان
۹۲/۱۷/۱۷ روز چهارشنبه ۱۵:۳۰ - ۱۳:۴۵ و ۱۰:۴۰ - ۱۰:۰۰	۱	تخمین مدول‌های کشسان با نمودارها برای سازند کنگان میدان پارس جنوبی	حمید نجارزاده، ملیحه السادات کاظمی و محمدکمال قاسم‌العسگری
	۲	بررسی کیفیت روش SRME در تضعیف چندگانه‌های داده لرزه دریایی	زهرا جلیلی و ناصر کشاورز فرج خواه
	۳	آمپدانس پواسن و فاکتور تعدیل کننده پواسن، دو نشانگر لرزه‌ای پیشرفته	هاله کربلاعلی و محمدعلی ریاحی
	۴	تاثیر تغییر فاکتور کیفیت بر تضعیف نوفه اتفاقی با استفاده از تبدیل موجک گسسته	محمد ایرانی مهر، محمدعلی ریاحی، علیرضا گودرزی و مهدی چاکری
	۵	طیف توان تعمیر یافته ابزاری جدید برای تفسیر داده‌های گرانی	اردلان خزائی‌فر، علی نجاتی کلاته و امین روشندل کاهو
	۶	وارون‌سازی یک بعدی داده‌های مگنتولوریک و کاربرد آن در یک میدان نفتی	محمدحسین قلعه نوبی
	۷	مدلسازی دو بعدی المان محدود CSEM دریایی برای اکتشافات هیدروکربن	الهام عنایتی، بهروز اسکویی و مهدی شاه میرزایی
	۸	مدل محیط مؤثر تفاضلی در پیش‌بینی اشباع‌شدگی هیدروکربور با استفاده از داده‌های ژئوالکتریکی	سمیه طبسی، ابوالقاسم کامکارروحانی و مجتبی محمدو خراسانی
	۹	بررسی روش‌های مختلف درونیابی مدل سرعتی داده‌های لرزه‌ای در یکی از میداین نفتی خوزستان	احمد گیمدیل و علیرضا گلال‌زاده
	۱۰	The Application of Short Time Fourier Transform on Non-Stationary Seismic Signals	محمد حسن فلاح و اکبر حیدری
	۱۱	کاربرد نشانگر بسامد لحظه ای در تشخیص پتانسیل های گازی	احمد رحمت بر، سامان لنگری و اکبر حیدری
	۱۲	Processing of 3D Seismic Data for Obtaining Accurate Image of Oil Trap	اکبر حیدری، محمدحسن فلاح و سامان لنگری
	۱۳	مدل‌سازی سه بعدی زمین شناسی مخزن سروک در میدان جفیر با هدف بررسی و تعیین حجم هیدروکربور در جای آن	پگاه مشیری، ولی احمد سجادیان و سیدهاشم طباطبایی

