



A New LWD Directional Resistivity Tool for Geosteering

T. Hagiwara, Terry Research and Development, Houston, TX, U.S.A., terryh@pdq.net

Abstract

A new LWD resistivity tool is proposed that incorporates antennas tilted from the logging axis. In horizontal drilling its deep depth of investigation allows the tool to detect an adjacent bed from a distance. Due to the tilted antennas, its resistivity measurement is azimuthally sensitive. Hence, the direction of the adjacent bed can be identified. In a vertical well, the tool can measure both horizontal and vertical resistivities simultaneously.

Introduction

In geosteering operations a well is to be placed in a targeted pay formation for maximum exploitation of the reservoir potential. There are two major factors that may affect the success of designed well placement. The first is the uncertainty in the 3D earth model that defines the target pay formation in well planning. The second is the error in execution of directional drilling. Consequently wells often deviate from the targeted formations. The well must then be directed to re-enter the target formation.

The LWD measurements are used as a navigation when wells are drilled. For example, conventional LWD resistivity data can identify bed interfaces as the tool crosses them. However, the upward or downward direction of interface crossing cannot be determined. Some directional LWD measurements, e.g., the directional gamma log and Bit-resistivity log, can distinguish the direction of bed crossing. However, their range of investigation is very shallow. When the tool registers the bed crossing, the drill bit is already in the wrong formation. The bit has to be pulled back and re-oriented or the well has to be directed to re-enter the formation some distance away. It is desirable to have a directional LWD tool with a deeper depth of investigation. Then an approaching bed interface can be detected at a distance. The directional data will provide guidance for drilling navigation to avoid the approaching bed interface.

This paper describes an LWD directional resistivity tool that has an azimuthally sensitive response (Ref.1). In conventional LWD induction tools, transmitter antennas and receiver antennas are wound around the tool axis. The plane of the antenna is normal to the tool axis. The proposed new tool is also an induction-type conductivity measurement tool. In this tool, however, either the transmitter or the receiver, or both, is tilted at a certain angle with respect to the

tool axis. This tilted antenna placement breaks the axial symmetry of the tool, and thus the tool response is azimuthally sensitive (Ref.2). The depth of investigation is controlled by the transmitter-receiver spacing. At 500 kHz, the adjacent conductive bed can be detected from about 40-in. away for 40-in. transmitter-receiver spacing. This azimuthal sensitivity not only determines the direction of the adjacent bed, but also helps to identify the presence of adjacent bed itself.

In order to evaluate the tool's proximity detection capability, tool responses were examined for an adjacent bed in a horizontal well for different transmitter-receiver spacings (from 30 in. to 60 in.), at two different frequencies (2 MHz and 500 kHz), and for the tilt angles from 90 degrees to -90 degrees. The difference between the tilted antenna responses and corresponding conjugate responses were highly sensitive to the presence of an adjacent bed for tilt angles in the range of 45- to 60-degrees.

In this new resistivity concept, either transmitter or receiver has to be tilted. Both the transmitter and receiver may be tilted. In LWD operation, the tool rotates in the borehole. The conjugate response is obtained when the tilted antenna tool rotates by 180 degrees. Sometimes the tool slides as in particular LWD operations or when incorporated into coiled tube drilling bottom hole assembly (BHA). To obtain conjugate response in such cases, a set of three tilted antennas has to be used. Any tilt angle can be reconstructed from the original responses from these three antennas.

Directional Induction Conductivity Tool

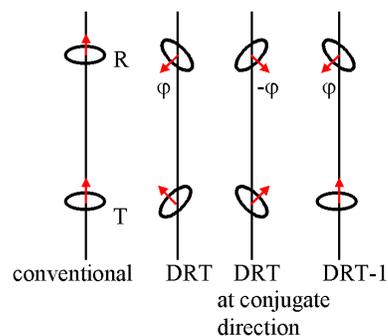


Fig.1 Antennas in DRT

A New LWD Directional Resistivity Tool for Geosteering

In conventional LWD induction tools, transmitter antennas and receiver antennas are wound around the tool axis. The circle defined by the antenna loop is normal to the tool axis. Because of this axially symmetric configuration, the tool's response does not have any directional (azimuthal) sensitivity.

In this new directional resistivity tool either the transmitter or the receiver or both are placed, not perpendicular, but at some tilt angle with respect to the tool axis. Thus, as shown in Fig.1, the axial symmetry of the tool is broken and the tool response becomes azimuthally sensitive (Ref.2).

Tool Response in Homogeneous Anisotropic Formations

Consider a homogeneous and anisotropic formation whose horizontal and vertical conductivities are defined by ρ_H and ρ_V . If the tool is placed in a formation with a deviated borehole at an angle θ relative to the vertical gravity vector, the tool response is given as,

$$V = \frac{i}{L^3} \left[2(1 - ik_H L) e^{ik_H L} + \sin^2 \theta (1 + ik_H L) (ik_H L)^2 e^{ik_H L} + ik_H L e^{ik_H L} + e^{ik_H L} \frac{\sin^2 \theta \sin^2 \theta}{\sin^2 \theta} \right]$$

where $\theta = \arctan \frac{\rho_V}{\rho_H}$ and $\theta = \sqrt{1 + \frac{\rho_V^2}{\rho_H^2}} \sin^2 \theta$

The antenna's tilt angle θ is defined in Fig.1. In a vertical well at $\theta=0$,

$$V = \frac{i}{L^3} \left[2(1 - ik_H L) e^{ik_H L} + \sin^2 \theta (1 + ik_H L) + \frac{1}{2} (ik_H L)^2 \sin^2 \theta + e^{ik_H L} \right]$$

Unlike a conventional induction tool (with $\theta=0$) that responds only to the horizontal conductivity ρ_H , this tool responds also to the vertical conductivity ρ_V (Ref.3).

The tool responses were examined for different transmitter-receiver spacings (from 30 in. to 60 in.), at two different frequencies (2 MHz and 500 kHz), and for tilt angles that ranged from 90 degrees to -90 degrees. The formation resistivity were assumed to be 10 ohm-m in the lower formation and 1 ohm-m in the upper formation in the following calculations.

Azimuthal Resistivity Response in Horizontal Wells

Let us consider the tool in a horizontal well placed at a distance D from an adjacent bed (Fig.2). Can the tool detect the bed interface from a distance?

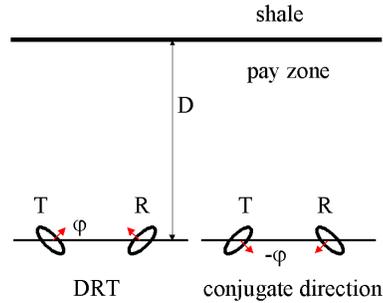


Fig.2 Proximity Detection by DRT

Figure 3 shows the phase shift at a receiver 40 in. from a 2 MHz transmitter for different antenna tilt angles between 0° and 90°.

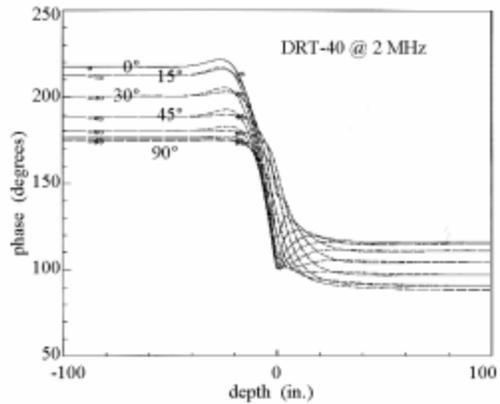


Fig.3 DRT Phase Response to a Bed Interface

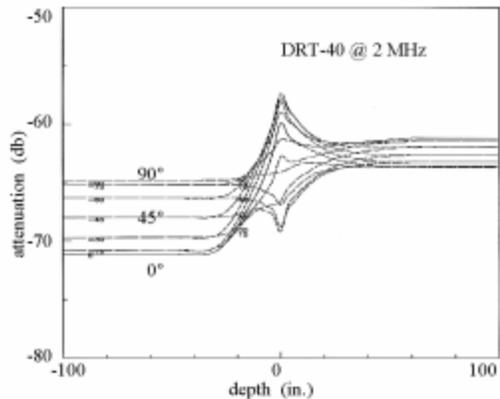


Fig.4 DRT Attenuation Response to a Bed Interface

A New LWD Directional Resistivity Tool for Geosteering

Fig. 4 shows the corresponding signal attenuation at the receiver. The bed interface is located at D=0. The distance D is positive when the tool is below the interface. When the tool is away from the interface, the tool response is the same whether the antennas are tilted toward the interface (by solid line) or from it (conjugate direction by dotted line). When the tool is closer to the bed interface, the directional sensitivity of the tool is realized as the difference between the conjugated pair responses.

Shown in Fig.5 and Fig.6 are the values of phase difference and relative attenuation between the conjugated pair (up and down) responses.

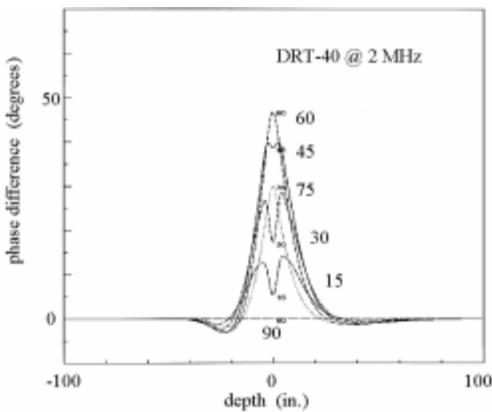


Fig.5 DRT Up-and-Down Phase Difference to a Bed Interface

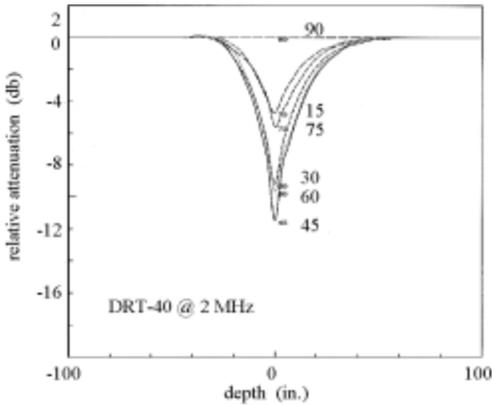


Fig.6 Up-and-Down Relative Attenuation to a Bed Interface

The difference is highly sensitive to the presence of an adjacent bed for an antenna tilt angle near 45-60 degrees. A more conductive bed (1 ohm-m) is detected at a further distance when it is in the more resistive bed (10 ohm-m). Though the actual sensitivity to adjacent bed depends on how small a phase difference and signal attenuation the hardware

can differentiate, the Figures indicate that the attenuation may be more sensitive to the adjacent bed.

Fig. 7 shows the relative attenuation for the same 40 in. transmitter-receiver spacing but at a lower frequency of 500 kHz. Fig. 8 shows the relative attenuation at the same lower frequency of 500 kHz but for a longer 60 in. spacing. It is obvious that the tool's range for detecting an adjacent bed is better at a lower frequency and for a longer transmitter-receiver spacing.

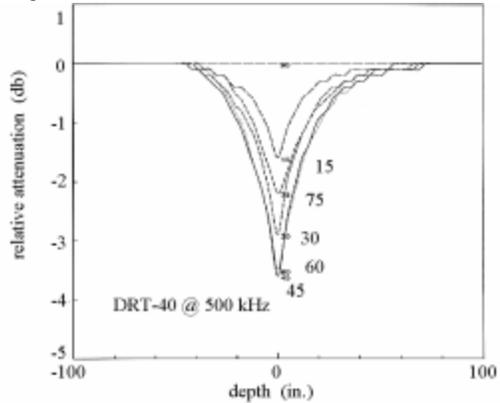


Fig.7 Relative Attenuation from DRT-40 at 500 kHz

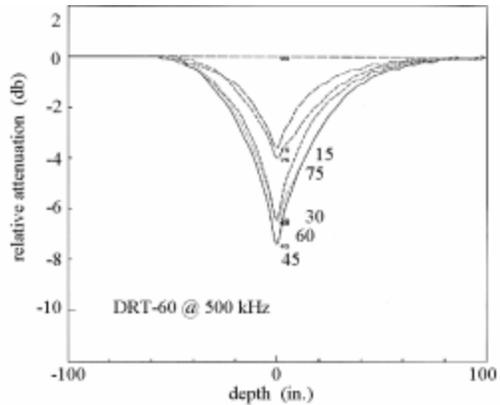


Fig.8 Relative Attenuation from DRT-60 at 500 kHz

Three Directional Resistivity Responses by Three Directional Antennas

In the above analysis, both the transmitter and receiver were tilted as shown in Fig.1. Either transmitter or receiver has to be tilted to attain azimuthal sensitivity. In LWD operation, the tool rotates during the measurement. The conjugate response is obtained when the tool rotates by 180 degrees. However, the tool sometimes slides during the measurement. With coiled tube drilling, the LWD resistivity tool always slides. To obtain conjugate response in such cases, a set of three tilted antennas is

A New LWD Directional Resistivity Tool for Geosteering

necessary. A possible geometry is shown in Fig.9. With this set of three antennas, any tilt angle can be reconstructed from the original responses from these three antennas.

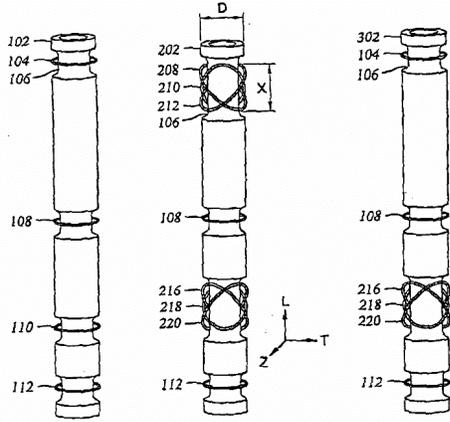


Fig.9 Proposed Antenna Configuration Using Three Coil Systems for Full Azimuthal Coverage

A three antenna set is shown in Fig.10. Only one antenna coil, coil 1, is illustrated, with its magnetic dipole is shown as M_1 . The other two coils are represented with their respective magnetic dipoles, M_2 and M_3 . All three coils are tilted from the tool axis by angle θ .

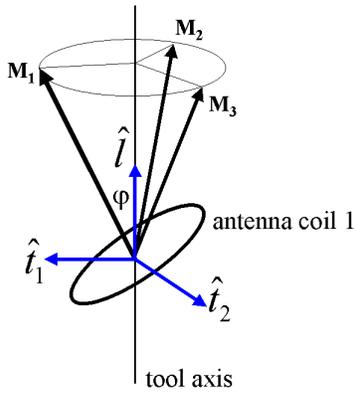


Fig.10 Three Coil System for Full Azimuthal Coverage

Their directions are separated from each other azimuthally by 120° :

$$\begin{aligned} \vec{M}_1 &= M_0 \cos \theta \hat{l} + M_0 \sin \theta \hat{i}_1 \\ \vec{M}_2 &= M_0 \cos \theta \hat{l} + M_0 \sin \theta \left[\cos \frac{2\theta}{3} \hat{i}_1 + \sin \frac{2\theta}{3} \hat{i}_2 \right] \\ \vec{M}_3 &= M_0 \cos \theta \hat{l} + M_0 \sin \theta \left[\cos \frac{2\theta}{3} \hat{i}_1 - \sin \frac{2\theta}{3} \hat{i}_2 \right] \end{aligned}$$

where $\hat{l}, \hat{i}_1, \hat{i}_2$ are mutually orthogonal unit vectors with \hat{l} in the tool axis direction. All three coils have identical strength M_0 .

Then, the three mutually orthogonal coils can be synthesized from the three coil sets as:

$$\begin{aligned} M_1 &= M_2 = M_3 = 3M_0 \cos \theta \hat{l} \\ 2M_1 &= M_2 = M_3 = M_0 \sin \theta \hat{i}_1 \\ M_2 &= M_3 = \sqrt{3}M_0 \sin \theta \hat{i}_2 \end{aligned}$$

Note that a tilt angle θ between 45° and 60° appears to provide the best proximity detection in the discussion above

Conclusions

It is desirable to have a directionally sensitive and deep reading log measurement to assist navigation when horizontal wells are drilled. A new LWD resistivity tool was proposed to serve this purpose. The tool consists of at least one set of three tilted antennas, either for receivers or transmitters (or both, preferably). These tilted antennas result in a resistivity measurement that is azimuthally sensitive. Hence, the direction towards an adjacent bed can be identified. The depth of investigation this new resistivity measurement depends on the transmitter-receiver spacing. The new tool can detect an adjacent bed at a distance of a few feet. The tool response was shown to be capable of measuring both horizontal and vertical resistivities simultaneously.

Acknowledgement

This paper is based on the information contained in Ref.1. I am thankful to Dr. Haoshi Song of Halliburton Energy Services for collaboration that led to the invention. I am also grateful to Marty Paulk and Robert Strickland for many helpful discussions.

References

- Hagiwara, T., and Song, H., "Directional resistivity measurements for azimuthal proximity detection of bed boundaries", U.S. Patent 6,181,138, January 30, 2001
- Sato, M., et al., "Apparatus and method for determining parameters of formations surrounding a borehole in a preselected direction", U.S. Patent 5,508,616, April 16, 1996
- Moran, J., "Apparatus and method for determining dip and/or anisotropy of formations surrounding a borehole", U.S. Patent 4,302,723, Nov. 24, 1981
- Bittar, M., "Electromagnetic wave resistivity tool having a tilted antenna for determining the horizontal and vertical resistivities and relative dip angle in anisotropic earth formations", U.S. Patent 6,163,155, December 19, 2000



Application of Neural Network to Determinate Effective Porosity and Log Zonation

Klédson Tomaso P. Lima, UFPA, (nowadays: LENEP-UENF), tomaso@lenep.uenf.br

André José N. Andrade, UFPA, aandrade@ufpa.br

Abstract

Two of the most important activities of log interpretation for hydrocarbon reservoirs evaluation are log zonation and effective porosity estimate of the rocks crossed by the well.

The log zonation is a kind of visual log interpretation for identification, in depth, of reservoir layers and their vertical limits; i. e., it is the formal separation in reservoir rocks and non-reservoir rocks as shales.

The effective porosity estimate combines a visual activity so much in the identification of the representative points of a reservoir rock in the log, as well as the adapted choice of the petrophysics equation, that relates the physical properties of the rock to porosity. Starting from the knowledge of porosity, the hydrocarbon volume will be established. This activity, essential for reservoirs qualification, requests a lot of knowledge and experience from the log analyst, for the effective porosity evaluation.

An efficient way of automating these procedures and assistant the log analyst, in these activities, that particularly demand a great expenditure of time, is presented in this work, in form of a new log, derived from the traditional porosity logs, that presents the log zonation, highlighting the top and base depths of the occurrences of reservoir, and non reservoir rocks, scaled in form of effective porosity, and called here, as "zoning effective porosity log".

The obtaining of the zoning effective porosity log is based on the project and execution of several architectures of artificial neural feedforward networks, with non-supervised training, and contends a layer of artificial competitive neurons.

Introduction

The log zonations, as well as the effective porosity estimate, were accomplished starting from the development of architecture of artificial neural network (ANN) with competitive layer that simulates the behavior of the visual system of the log analyst when he uses the neutron-density chart, in situations of applicability of the shale-sandstone model.

The neutron-density chart was specifically conceived for graphic determination of the porosity in clean lithology, without however, to consider the position in depth of each point plotted in the graph, what is very important for the log zonation determination. Nevertheless, specifically for the

model shale-sandstone, there is a peculiar distribution of the representative points of the sandstone in relation to the characteristic points of the shale, it enables the log zonation or the classification of these points in the two lithologies.

The situation of simple classification of the points thrown in the neutron-density chart is just true for the case of clean sandstone (without shaly). For the great majority of real situations, the sandstones always presents some shaly or clay in its porous spaces. The shaly of sandstones turns the log zonation too much complex, and it interferes directly in the estimate of the porosity, which should be corrected to obtain the effective porosity.

In this work is explored the development of the architecture of ANN with competitive layer and its application to the log zonation, and the determination of the effective porosity. For such, was used as input real data from Maracaibo basin located in the northwest area of Venezuela.

Log Zonation

The Figure 1 shows the neutron-density chart adopted for the log zonation, and estimate of the effective porosity. The points marked by crosses (+) represent the points corresponding to the space of real representative log. This illustration also shows a graphic representation of the ANN with competitive layer, through the synaptic weights corresponding to the neurons of the competitive layer, represented by the symbol (x), coincident with the representative points of the straight line of the clean sandstones. Each point (neuron) is equal to a porosity of 1,0%, in a scale from 0 to 40%, in this way, composed by 41 neurons.

The non-supervised training of the network begins; permitting the variation of the synaptic weights values, starting from initial values coincident with the values of the straight line of the clean sandstones. In this training, only the same displacements of the synaptic weights are allowed, in each axis, and proportional to the initial values, along the axes of the graph neutron-density. By this way, the training works as a displacement of the whole straight line to the right and/or to the left, starting from the original position of the straight line of the sandstone. Fastening the values of weights in the positions of larger concentration of points.

The final instant of the training of neural network on the log data is represented by crosses in the Figure 2, shows the final positions of the synapse

Determination of Porosity and Log Zonation

weights, in the form of three straight lines parallel to the straight line of the clean sandstones.

These straight lines and the synapse weights associated to them, formed the four neural networks with competitive layer adopted for the log zonation or the classification of the log points distributed in the plan of the graph neutron-density, as shown in the Figure 3. Is observed, starting from direct comparison, a good agreement among the log zonation, expressed in porosity terms, and the curve of natural gamma ray.

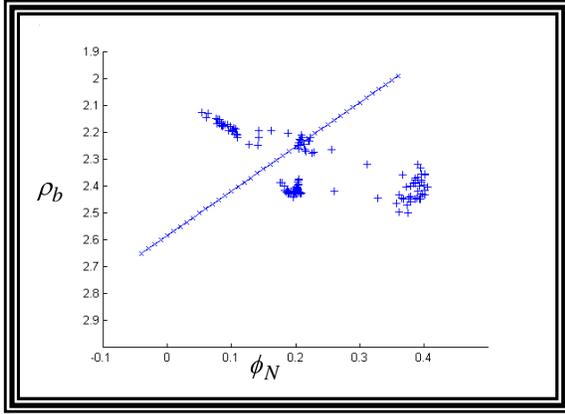


Figure1 - Neutron-density graphic, where the crosses (+) represent the points corresponding to the section of density and neutron log, and the symbol (x) represents the synapses weight.

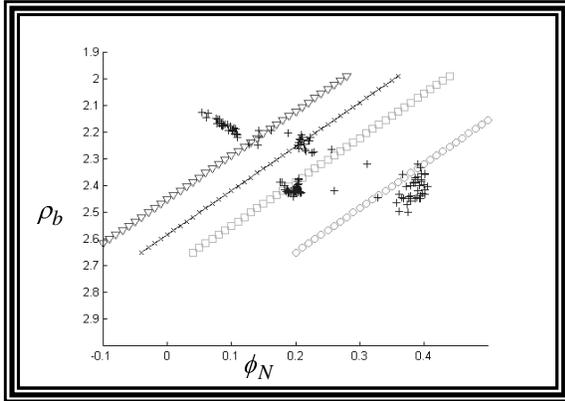


Figure 2 – Neutron-density graphic, (+) represents the final instant of the training of NN; (x) straight line of the clean sandstones, (Δ) straight line of the sandstones with oil, (□) straight line of the dirty sandstones and (O) straight line of the shale.

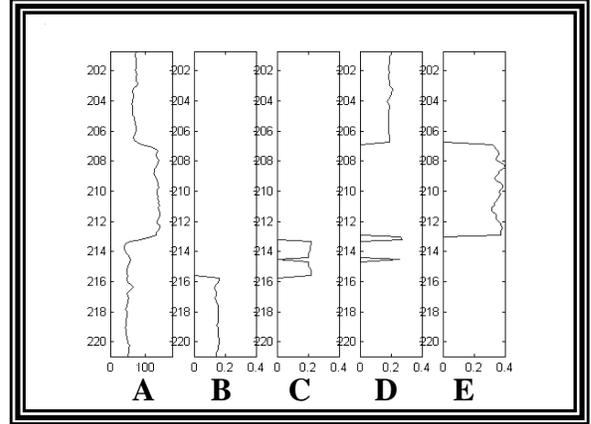


Figure 3 – Result of the log zonation in porosity scale - (A) gamma ray, (B) apparent porosity of the sandstones with hydrocarbon, (C) total Porosity of the clean sandstones, (D) apparent porosity log of the dirty sandstones and (E) apparent Porosity of the shales.

Effective Porosity Determinate

All curves of Figure 3 are derived of the processing of the ANN with competitive layer and are presented in total porosity scale obtained from the neutron-density graph. However, the important value of porosity for well logging is the value of effective porosity, obtained from the correction of the total porosity by the effect of the shaly.

Starting from the knowledge of the coordinates of the shale point, we proceeded to the log correction of the shaly effect through the expressions:

$$\phi_{DC} = \phi_D - V_{SH}\phi_{DSH} \quad (1)$$

$$\phi_{NC} = \phi_N - V_{SH}\phi_{NSH} \quad (2)$$

Where:

ϕ_{DC} represents the obtained porosity of the density log corrected by the shaly effect, ϕ_{NC} represents the obtained porosity of the neutron log corrected by the shaly effect, ϕ_D indicates the estimated porosity by the density log, ϕ_N indicates the estimated porosity by the neutron log, V_{SH} represents the shaly, ϕ_{DSH} indicates the porosity value obtained by the density log, representative of the shales and ϕ_{NSH} indicates the porosity value obtained by the neutron log, representative of the shales.

Once the shaly effect was removed of all the points previously classified as sandstones. We have the theoretical situation of the presence of just clean sandstones, for any correction for the effect of the

Determination of Porosity and Log Zonation

hydrocarbon on the density and neutron log have not been applied.

A new ANN (similar to the net used for the log zoning of clean sandstone) accomplishes the obtaining of the effective porosity, considering all the points of the logs at this stage.

The Figure 4 presents a comparison among the porosity, obtained through the processing with the ANN with competitive layer (full line), and the porosity obtained by the traditional methods of estimate (discontinuous line). The proximity of the two curves is evident.

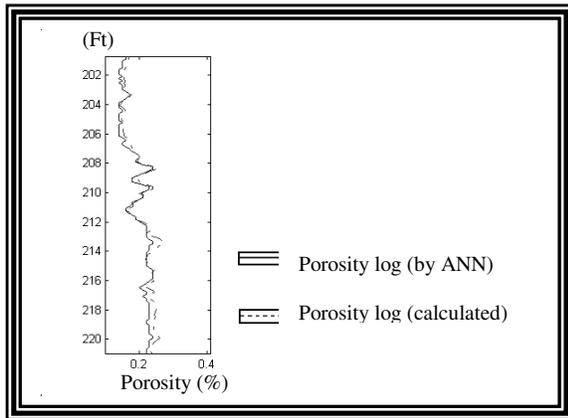


Figure 4 – Comparison among the porosity logs.

Results

The field data used for the evaluation of the applicability and the limitations of the methodology presented in this work are representative of the member Lagunillas (Lake Maracaibo, Venezuela), which is characterized by the predominant presence of clean and dirty sandstones, showing indications of hydrocarbon, inserted by discontinuous layers of shales (BRYANT, 1989). Based on the geologic information, obtained from the field data, were elaborated the geological columns, which are represented by the column D of the figure 5a.

The formal presentation of the results in this work, about the well logs data, drilled in Maracaibo basin, is shown through self-explanatory illustrations, discriminated as: Figure 5a and 5b. These figures represent a single well. The figure 5a presents the zoning effective porosity (column E), in the form of a double log. The first column shows the effective porosity of the sandstones and the second one, the apparent porosity of the shales. The columns A, B and C are complementary and show, respectively, the natural gamma ray log, the density log and the neutron log.

The simple visual evaluation of that illustration evidences the adaptation and the applicability of the ANN with competitive layer, as an aid to the interpretation of the porosity logs.

The Figure 5b shows the formal comparison between the profile of effective porosity, obtained here from the processing presented, and the porosity log usually obtained through the manual interpretation of these logs. Through this comparison it can be observed the confirmation of the automation of the estimate of the effective porosity in a clear way.

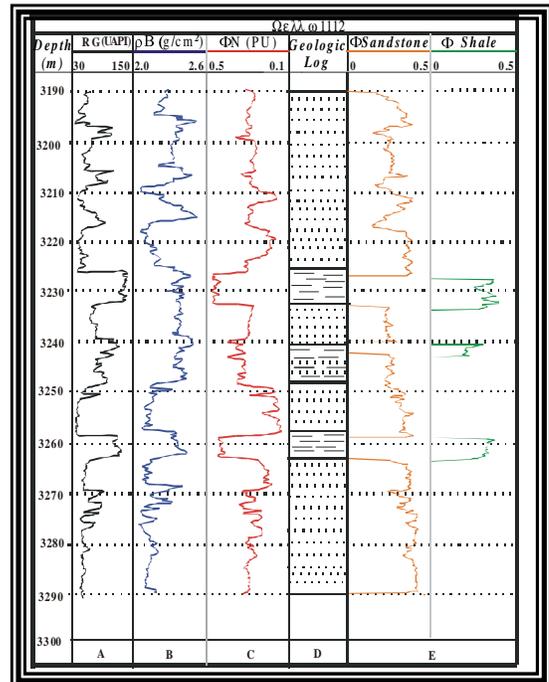


Figure 5a – Log zonation porosity for the well W 991. A - Gamma ray natural log, B - Density log, C - Neutron log, D - Geologic log and E - Log zonation porosity.

Determination of Porosity and Log Zonation

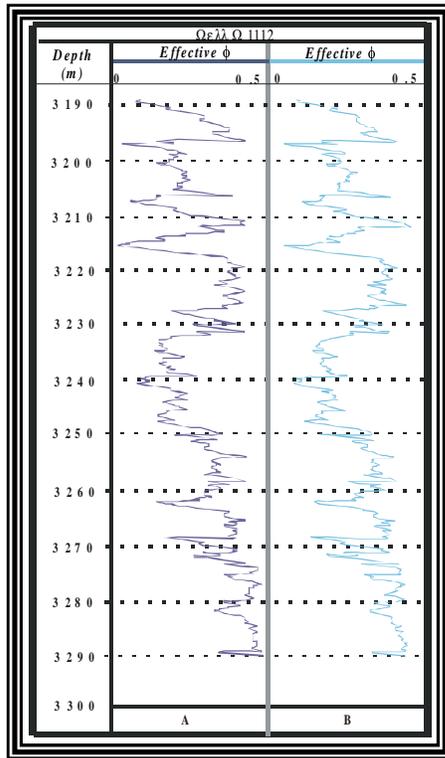


Figure 5b – Effective Porosity log for the well 991. A - Effective Porosity log obtained through the processing with ANN, B - Effective Porosity log obtained through conventional numeric method.

Conclusions

Even now the interpretation of the geophysical logs of open well remains a purely manual process, that demands an excessive time of the analyst, but have fundamental importance in the evaluation of presence and quantification for hydrocarbon in subsurface, as well as makes viable the geologic model of the reservoir, that indicates a production strategy.

Because of the great availability and the necessary quantity of well data to a best understanding of the geology of the reservoir, this work is presented, which demonstrates the viability of the automation of some of the daily activities of the log analyst.

The log zonation and effective porosity calculated, accomplished of automatic form and presented as zonation porosity log are clearly an aid for the interpreter and not a substitute, because the interpreter is responsible for the choice of the applied methodology.

In computational terms for obtaining the effective porosity, the zonation porosity log possesses equivalent precision to the conventional porosity log, even so it presents a smaller processing time.

With relationship to the zoning obtained by ANN, it can be verified that it possesses a great approach to the geologic logs, what can be observed relating the columns (D) and (E) of the Figure 5a. Even so, some discrepancy is noticed in the contacts among layers. That variation of positioning of the interfaces, between the two methods, is due to the gradative lithology change that generally happens in sedimentary basins. This way, this lithologic contact does not happen in a punctual way, but in a depth interval, while the zoning presented in this work is determined of discretized form.

Those results were obtained for specific geological sections of sandstone collations with shale, even so, it is considered that can be extended for another characteristic lithologies of the sedimentary basins, for example, limestone and dolomite; because limitations in the method presented in this study were not identified, to any specific kind of lithology.

The results obtained by the application of that given procedure to real data are plenty exciting and point in the direction of a larger investigation as the use of this technique to others petrophysical parameters, and even to others well log tools.

References

BRYANT, I. D., 1989 – *Sedimentology of the Lower Lagunillas Reservoir*, Pilot Area, Bloque IV, Lake Maracaibo, Venezuela.

Acknowledgments

The authors are indebted to Maraven S.A. for the field data used in this study. The present work was carried out while the first author was recipient of a scholarship granted by CNPq.



Automação da Correlação Estratigráfica de Múltiplos Perfis com Rede Neural Artificial

Mádio da Silva Amaral, UFPA, madio@ufpa.br

Anna Ilcéa Fischetti, UFPA, ilcea@ufpa.br

André Andrade, UFPA, aandrade@ufpa.br

Abstract

The stratigraphic correlation is one of the main tools to map the subsurface, and to unmask the mysteries of the earth's interior.

This work presents a automatic well correlation of multiple well logs using the feedforward backpropagation neural network, facilitating the stratigraphic correlation of multiple logs, aiding the interpreter, in a fast and efficient way, to mapping reservoir rocks, and proposol a reservoir geological model.

Introdução

A correlação estratigráfica através dos perfis geofísicos é uma das ferramentas principais da geologia para o modelamento da subsuperfície, e muito do esforço realizado pelos geólogos tem sido procurar métodos práticos e confiáveis, que possibilitem o transporte da informação geológica de um ponto a outro da bacia.

As redes neurais vem mostrando-se como uma excelente ferramenta de auxílio na interpretação de dados geofísicos (LUTHI et al., 1995; GONÇALVES et al., 1995; ANDRADE & LUTHI, 1997 e FISCHETTI & ANDRADE, 1999), pois uma de suas principais características, é a capacidade de simular o processo visual humano.

Apresenta-se uma arquitetura de rede neural artificial, que possibilita a automação das atividades manuais da correlação estratigráfica de perfis de poço, a partir do mapeamento de algumas características específicas das curvas (*datum*) nos vários perfis de todos os poços de um campo petrolífero, auxiliando assim, o geólogo no desenvolvimento do mapeamento de subsuperfície e na proposição do modelo geológico para o reservatório de hidrocarbonetos.

A arquitetura de rede neural foi desenvolvida e aplicada sobre perfis geofísicos obtidos em poços localizados na bacia do Lago Maracaibo, na Venezuela.

Metodologia

A correlação estratigráfica busca a determinação da continuidade lateral das rochas, podendo ser realizada com base em diversos critérios, como: identificação de elementos fósseis; posição relativa

na seqüência sedimentar (idade da rocha); textura; relações faciológicas e perfis geofísicos de poço.

A correlação estratigráfica através dos perfis geofísicos pode ser entendida como sendo a determinação da correta equivalência espacial das rochas, baseadas em suas propriedades físicas, ou seja, as formações são descritas, unicamente, através de suas propriedades físicas ou petrofísicas e da sua posição na seqüência estratigráfica.

A metodologia adotada pelo intérprete, pode ser descrita como a interpretação de alguns dos perfis disponíveis em um poço chamado, poço base, na busca de um particular evento geológico, que aparece caracterizado em todos os perfis, e que tenha uma representatividade regional. Essa característica nas curvas do perfil é referida como um *datum de correlação*. De posse deste datum, com os respectivos intervalos de profundidade, o geólogo procura identificar nos vários perfis dos outros poços do mesmo campo, a sua possível continuidade lateral. Definida a continuidade lateral do datum, é então estabelecida as linhas de correlação, que o guiarão na definição da continuidade das outras unidades litológicas atravessadas pelos poços. Com isso, o geólogo disporá de uma boa ferramenta, que o auxiliará na incorporação dos perfis de novos poços e na proposição do modelo geológico para o reservatório.

A seqüência das operações realizadas pelo intérprete na execução da correlação estratigráfica, é tipicamente um processo de reconhecimento de padrões ou sob outro ponto de vista, um problema de decisão (ANDRADE & LUTHI, 1997). Neste sentido, apresenta-se uma arquitetura de rede neural artificial, que possibilita a automação das atividades manuais da correlação estratigráfica com múltiplos perfis geofísicos de poço, a partir da interpretação do *datum* de correlação nos vários perfis de todos os poços de um campo petrolífero.

Rede Neural Artificial

A rede neural artificial, do tipo direta com múltiplas camadas, também chamada perceptrons multicamadas, apresenta uma arquitetura típica composta por um conjunto de camadas, que são agrupamentos de neurônios artificiais, dispostos ordenadamente em função da direção de propagação do sinal no seu interior (HAYKIN, 2001). Este tipo de rede neural artificial foi aplicado com sucesso para a solu-

Correlação Automática de Múltiplos Perfis

ção de vários problemas da interpretação geofísica (GONÇALVES, et al., 1995; ANDRADE & LUTHI, 1997 e FISCHETTI & ANDRADE, 1999).

Nosso principal interesse no comportamento dos perceptrons multicamadas, recai sobre a propriedade apresentada por esta classe de rede neural artificial, que permite a aproximação de uma função qualquer a partir do seu treinamento, com o algoritmo de retropropagação do erro.

Correlação Estratigráfica Automática

Nesta seção, apresenta-se o problema da aproximação da correlação estratigráfica com vários perfis, na forma de um problema de decisão, através do treinamento de uma rede neural direta multicamadas, treinada com o algoritmo da retropropagação do erro.

O processo da correlação automática busca simular o modo como o intérprete toma decisões para realizar a correlação dos perfis de poço. Este processo pode ser mostrado da seguinte forma: 1) identificar o datum de correlação nos perfis do poço base e 2) de posse deste datum, identificar nos perfis dos outros poços a continuidade lateral deste datum.

Na forma manual, o intérprete tem que escolher entre um grupo finito, composto por todos os eventos registrados nos perfis do poço base, um evento de representatividade regional (datum), baseado na sua experiência e nos critérios da análise dos perfis. Deste modo, as características requeridas para a simulação do sistema visual do intérprete, através da rede neural são:

- Os perfis geofísicos serão a única fonte de informação.
- A localização em profundidade nos perfis dos outros poços do datum interpretado nos perfis do poço base.

A simulação do processo de decisão do intérprete, baseado na concepção de uma rede neural com aprendizado supervisionado, necessita da interferência do intérprete para a definição do conjunto de treinamento, iniciando com uma escolha apropriada de um conjunto de perfis de poço, onde ele identifica a profundidade de ocorrência de topo e base do datum.

A arquitetura da rede neural projetada é, basicamente, composta por três estágios:

- A definição do número de camadas e do modo de interconecção entre elas.
- A definição do número de neurônios em cada camada e sua respectiva função de ativação.
- A definição do conjunto de treinamento.

A arquitetura da rede neural para a realização da correlação estratigráfica com múltiplos perfis (figura-1), é formada por 3 (três) camadas, sendo que

a primeira camada possui o número de neurônios igual ao número de perfis utilizados no processo de correlação. Assume-se que foram efetuados as correlações ambientais e que os trechos dos perfis correspondam ao mesmo ponto mensurado em profundidade. A segunda camada é composta por 50 neurônios processadores, com a função sigmóide como função de ativação. A camada de saída é composta por um único neurônio que, a cada intervalo de profundidade produzirá uma saída igual a 1(um), quando da existência de correlação, e um valor próximo de 0 (zero) para a inexistência de correlação. Deste modo, se a rede é treinada para a busca de um datum por todos os poços envolvidos no processamento, o sinal ideal de saída da rede será um vetor binário (0,1), contendo o valor 1(um) exatamente nas profundidades correspondentes à existência da correlação, e zeros em todas as profundidades não correlacionadas.

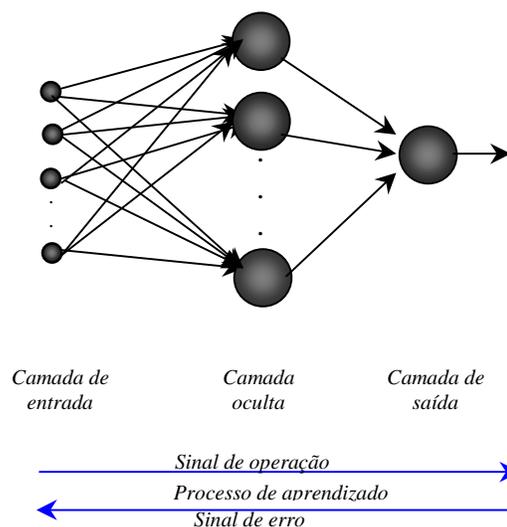


Figura-1: Rede neural artificial multicamadas mostrando a estrutura das camadas e os sentidos dos sinais durante a fase de aprendizagem e operação.

O conjunto de treinamento, para a simulação da decisão visual do intérprete para a correlação automática, possui as seguintes características:

- O conjunto de estímulos é formado por um grupo de trechos dos perfis que apresentam o datum.
- O conjunto de respostas desejada é criado numa forma binária, no qual o valor 1(um) indica a presença do datum e o valor 0(zero), a ausência do datum.

Na arquitetura da rede utilizada para a correlação automática, cada neurônio da camada oculta vai ser ativado pela função de ativação do tipo sigmóide (figura-2), e o neurônio da camada de saída, é defini-

Correlação Automática de Múltiplos Perfis

do através de uma função linear, segundo o teorema da aproximação de funções das redes neurais treinadas com o algoritmo da retropropagação do erro.

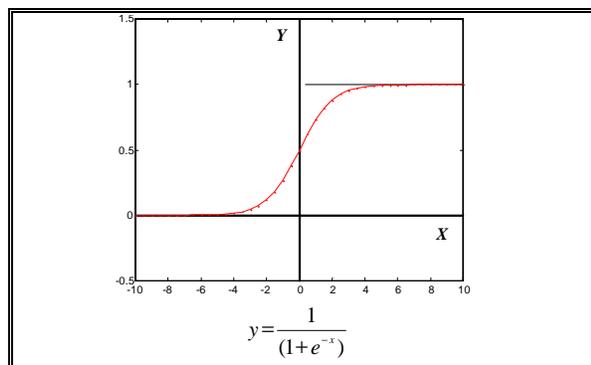


Figura-2: Função de ativação do tipo sigmoide.

Resultados

Procede-se a uma aplicação da metodologia apresentada em 4 poços da região do Lago Maracaibo, Venezuela.

Na fase de treinamento foi escolhido como poço base, o poço w1112, onde foram utilizados perfis de Raio Gama (GR), Volume de Argila (Vsh) e Porosidade Neutrônica (ϕ_n). Escolhe-se como topo do datum, a profundidade de 3.158,76 (m) e como base a profundidade de 3.164,52 (m), representados com círculos verdes na figura-3.

Na figura-3, é mostrado o resultado do processamento da correlação automática realizado pela rede neural, mostrado em círculos nos 4 perfis, observando-se as correlações de topo e base do datum nos outros 3 (três) poços em círculos vermelhos. Na tabela-1, é mostrado os resultados das correlações de topo e base produzidos pela rede em comparação a correlação realizada por um intérprete (LUTHI, et al., 1995) e o erro absoluto em metros.

Poços	Intérprete		Rede Neural		Erro	
	Topo	Base	Topo	Base	Topo	Base
W1112	3158.76	3164.52	3158.7	3164.4	0.06	0.12
W991	3173.94	3181.26	3173.7	3180.8	0.24	0.46
W893	3089.61	3097.17	3089.8	3095.3	0.19	1.87
W866	3239.13	3243.6	3239.2	3245.9	0.07	2.23

Tabela-1: Comparação entre a correlação feita pelo intérprete e pela rede neural (profundidades em metros).

A partir da correlação do datum nos vários poços, foi montado um bloco diagrama, visto na figura-4, onde posiciona-se os poços de forma apenas

ilustrativa, mostrando-se uma possibilidade para a distribuição espacial do datum.

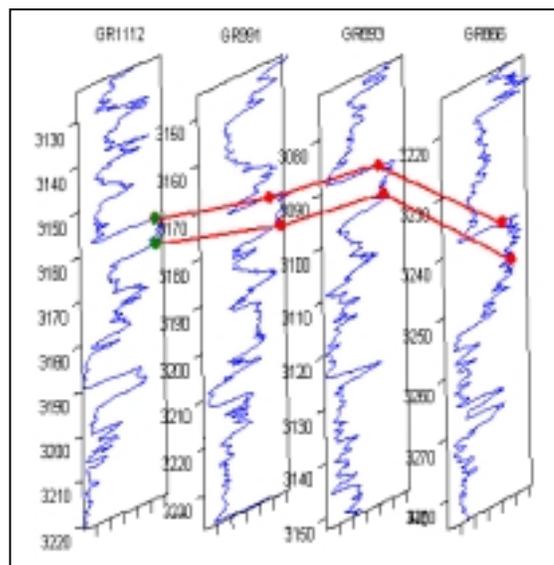


Figura-3: Correlação automática realizada pela rede em quatro poços.

Conclusões

A rede neural artificial multicamadas mostrou-se uma excelente ferramenta para a correlação de múltiplos perfis, alcançando excelentes resultados quando comparados aos resultados obtidos por um intérprete, como mostrado na tabela-1, onde os valores alcançados pela rede são muito próximos àqueles achados pelo intérprete.

Apesar da grande complexidade envolvida no transporte de informações geológicas de um ponto para outro da bacia, o método apresentado é mais uma ferramenta a disposição do geólogo para auxiliá-lo na delimitação do reservatório de interesse, de modo a facilmente integrar a informação de novos poços para a proposição do modelo geológico para o reservatório.

Agradecimentos

Os autores expressam seus agradecimentos ao CNPq, e ao convênio de infra-estrutura ANP/FINEP-UFPa.

Referências Bibliográficas

ANDRADE, A. J. N., LUTHI, S. M., 1997. Correlação estratigráfica de perfis de poço através de rede neural direta multicamadas. Anais do V

Correlação Automática de Múltiplos Perfis

Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, Vol. I., 369-372.

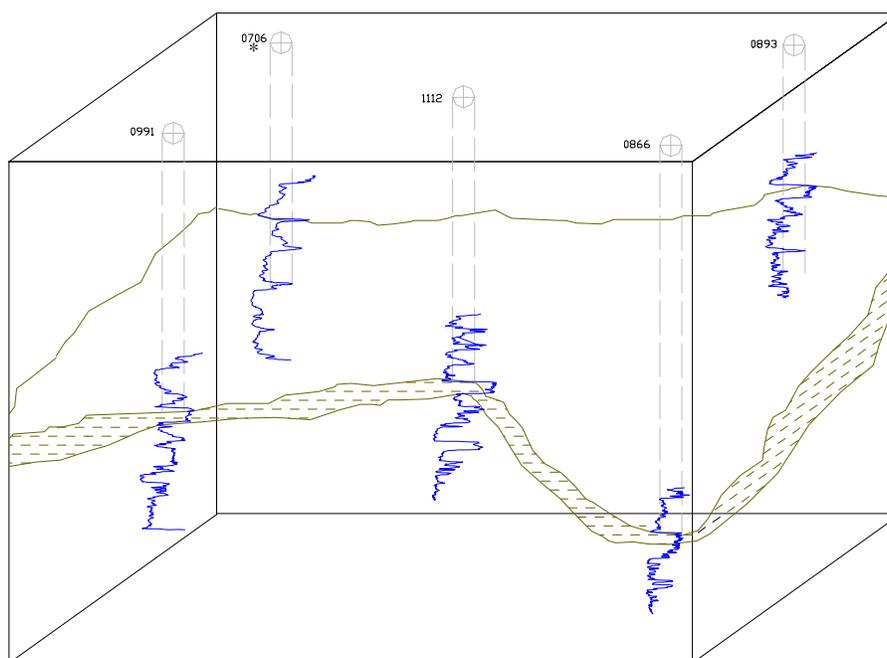
FISCHETTI, A. I., ANDRADE, A., 1999. Automatic First Break Picking in Seismic Traces by Neural Network. CD-ROM dos Anais do VI Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, Rio de Janeiro, Brasil.

GONÇALVES, C. A.; HARVEY, P. K.; LOVELL, M. A., 1995. Using a Multilayer Neural network and Statistical Techniques to Characterise Oceanic Crust. Anais do IV Congresso Interna-

cional da Sociedade Brasileira de Geofísica, Vol. II. Rio de Janeiro, Brasil.

HAYKIN, S., 2001. *Redes Neurais – Princípios e Prática*. Bookman Companhia Editora, 2ª edição, Porto Alegre, Brasil.

LUTHI, S. M., BRYANT, I., VILLAROE, H., 1995. Well Log Correlation Using Backpropagation Neural Networks,. Anais do IV Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, Vol. II, 733-736. Rio de Janeiro, Brasil.



(*) *Poco adicionado para a construção do bloco*

Figura-4: Bloco diagrama, mostrando o comportamento do datum de correlação ao longo dos perfis, resultado da correlação automática.



Correção do Efeito da Descentralização nas Imagens de Tempo de Trânsito

Anna Carmela Fischetti, UFPa, carmela@ufpa.br

André Andrade, UFPa, aandrade@ufpa.br

Resumo

As imagens da parede do poço são amplamente utilizadas por geólogos e engenheiros de petróleo para identificar eventos geológicos nas paredes de poços abertos e na inspeção dos tubos de revestimento.

As ferramentas de imageamento acústico produzem imagens do tempo de trânsito e da amplitude do pulso acústico gerado pela ferramenta e refletido na parede do poço. Entretanto, estas imagens podem ter uma interpretação não realista, uma vez que elas podem ter seu aspecto alterado em razão do movimento da ferramenta no interior do poço.

O deslocamento ascensional da ferramenta e as imperfeições da parede do poço, normalmente são os responsáveis pelo deslocamento da posição do transdutor, em relação ao eixo do poço. Este efeito pode ter grande responsabilidade nas imperfeições das imagens de tempo de trânsito. Assim, a correção dessas imagens, chamada de correção da descentralização, busca o reposicionamento do transdutor para a posição do eixo do poço.

Este trabalho apresenta um método de correção do efeito da descentralização da ferramenta e reconstrução das imagens de tempo de trânsito, baseado no modelamento da imagem de tempo de trânsito obtido a partir da aplicação do critério de Coulomb para a ruptura da parede do poço submetida a um campo horizontal de tensões, a qual descreve a geometria da parede do poço e no método do raio, que para o caso de incidência normal, define o tempo de trânsito do pulso acústico.

Introdução

As novas tendências da perfilagem de poço estão ampliando o uso dos perfis de imageamento da parede do poço.

O perfil de imagens ultrasônicas do poço (UBI) identifica as características da parede do poço pelo registro de uma fotografia acústica, através da amplitude e do tempo de trânsito do pulso acústico.

Entretanto, essas imagens podem apresentar interpretações enganosas, como a ocorrência da descentralização da ferramenta em relação ao eixo do poço, que influencia negativamente na imagem produzida, gerando, então, imagens completamente diferentes do que seriam as imagens reais.

Algumas propostas para a correção do efeito da descentralização nas imagens de tempo de trânsito foram apresentadas (Hayman et. all., 1998 e Menger, 1994).

Apresenta-se uma proposta para o modelamento das imagens de tempo de trânsito, desenvolvida a partir de um modelo da parede do poço, baseado no critério de ruptura de Coulomb (Bell, 1990) e na determinação dos tempos de trânsito, pelo método do raio (Psencik, 1994).

A partir deste modelamento é apresentada uma proposta para a correção do efeito da descentralização da ferramenta nas imagens de tempo de trânsito.

Metodologia

A apresentação do método de correção do efeito da descentralização da ferramenta começa com a descrição da ferramenta, do modelamento da imagem de tempo de trânsito e do método de correção.

Descrição da Ferramenta

A ferramenta consiste de uma sonda com um transdutor ultrasônico giratório de 7,5 rev/seg na parte inferior e um cartucho eletrônico na parte superior.

O transdutor ultrasônico quando imerso no fluido do poço, emite pequenos pulsos ultrasônicos e detecta os pulsos refletidos da parede do poço. Duas medidas são realizadas: tempo de trânsito (intervalo entre a emissão e a recepção dos pulsos acústicos) e amplitude (ponto de pico da forma de onda), ambas são visualizadas na forma de imagens da parede do poço.

A ferramenta possui dois tipos de transdutores: um que opera na frequência de 250kHz e outro que opera na frequência de 500kHz. O primeiro é comumente utilizado quando a ferramenta depara-se com lamas atenuativas, assim, nesta frequência, tem-se uma melhor penetração dos feixes acústicos na lama. A frequência de 500kHz é utilizada quando o objetivo da perfilagem é o de melhorar a resolução da imagem em poços com paredes em boas condições ou para o caso da inspeção do revestimento.

As medidas são orientadas em relação ao norte ou ao topo do poço. As imagens podem ser exibidas com uma normalização dinâmica da escala de cores, ou seja, cores escuras indicam valores elevados de tempo de trânsito ou da amplitude e cores claras o oposto.

Modelamento da Imagem de Tempo de Trânsito

A partir da teoria da elasticidade, foram desenvolvidas as equações que determinam as tensões atuantes em um ponto qualquer, afastado de uma

Correção do Efeito da Descentralização

distancia radial r do eixo do poço (Bell, 1990), na forma:

$$\sigma_r = \frac{(\sigma_H + \sigma_h)}{2} \left(1 - \frac{a^2}{r^2} \right) + \frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} \left(1 - 4 \frac{a^2}{r^2} + 3 \frac{a^4}{r^4} \right) \cos 2\theta \quad (1)$$

$$\sigma_\theta = \frac{(\sigma_H + \sigma_h)}{2} \left(1 + \frac{a^2}{r^2} \right) - \frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} \left(1 + 3 \frac{a^4}{r^4} \right) \cos 2\theta \quad (2)$$

$$\tau_{r\theta} = -\frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} \left(1 + 2 \frac{a^2}{r^2} - 3 \frac{a^4}{r^4} \right) \sin 2\theta \quad (3)$$

onde σ_θ é a tensão tangencial, σ_r a tensão radial, $\tau_{r\theta}$ a tensão de cisalhamento no plano $r\theta$, σ_H a tensão horizontal principal, σ_h a tensão horizontal secundária, a é o raio do poço e θ é o ângulo que a direção de σ_H faz com a reta que liga o centro do poço ao ponto r .

Entretanto, para a realidade da geofísica de poço é necessário levar-se em consideração o peso da lama contida no poço, uma vez que ela irá influenciar na estabilidade da parede do poço, tem-se, então, que:

$$\sigma_r = \frac{a^2}{r^2} (P_w - P_e) \quad (4)$$

$$\sigma_\theta = -\frac{a^2}{r^2} (P_w - P_e) \quad (5)$$

onde P_w é a pressão interna do poço e P_e a pressão estática dos fluidos da formação.

Com isso, tem-se que a soma dessas equações resultará nas tensões finais. Então:

$$\sigma_r = \frac{(\sigma_H + \sigma_h)}{2} \left(1 - \frac{a^2}{r^2} \right) + \frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} \left(1 - 4 \frac{a^2}{r^2} + 3 \frac{a^4}{r^4} \right) \cos 2\theta + \frac{a^2}{r^2} (P_w - P_e) \quad (6)$$

$$\sigma_\theta = \frac{(\sigma_H + \sigma_h)}{2} \left(1 + \frac{a^2}{r^2} \right) - \frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} \left(1 + 3 \frac{a^4}{r^4} \right) \cos 2\theta - \frac{a^2}{r^2} (P_w - P_e) \quad (7)$$

$$\tau_{r\theta} = -\frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} \left(1 + 2 \frac{a^2}{r^2} - 3 \frac{a^4}{r^4} \right) \sin 2\theta \quad (8)$$

Uma maneira de chegar-se ao raio do poço deformado é obtida a partir da utilização do critério de ruptura de Coulomb, aplicado apenas à superfície que define a parede do poço. Tem-se, então, que a tensão de cisalhamento crítica (τ_{crit}), necessária para causar a ruptura da formação, é dada por:

$$\tau_{crit} = \tau_o + \mu\sigma \quad (9)$$

onde τ_o é a resistência da rocha ao cisalhamento, μ o coeficiente de fricção interna da rocha e σ a tensão normal.

Segundo o critério de ruptura de Coulomb, o parâmetro μ é obtido a partir do círculo de Mohr, pela tangente do ângulo formado pela envoltória e a reta das tensões normais, sendo aproximadamente igual a $\mu = \tan(\pi/6)$. Assim, a tensão de cisalhamento é obtida por:

$$\tau_o = \left(\frac{\sigma_\theta - \sigma_r}{2} \right) (1 + \mu^2)^{1/2} - \left(\frac{\sigma_\theta + \sigma_r}{2} \right) \mu \quad (10)$$

A seção de ruptura da parede do poço pode ser calculada substituindo-se os parâmetros σ_r e σ_θ das equações (6) e (7), na equação (10), chegando-se à seguinte equação:

$$Ax^4 + Bx^2 + C = 0 \quad (11)$$

onde:

$$x = \frac{a}{r} \quad (12)$$

$$A = -\frac{3}{2} z (\sigma_H + \sigma_h) \cos 2\theta$$

$$B = \frac{1}{2} [z (\sigma_H + \sigma_h) + (z + w) (\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta - 2P_w z + 2P_e z]$$

$$C = -\frac{z (\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta}{2} - \frac{w (\sigma_H + \sigma_h)}{2} - \tau_o$$

A partir da seção circular do poço com raio igual a a e com a menor raiz positiva da equação (11), pode-se, então, calcular o novo raio do poço, que resultará na seção do poço deformada pela equação (12).

Neste ponto, qualquer seção da parede do poço pode ser modelada, considerando-a submetida a qualquer campo de tensão horizontal, que é o principal responsável pela deformação da seção circular original do poço. Assim, as ovalizações da parede do poço (breakouts) podem ser convenientemente modeladas. Uma ovalização é diagnosticada por dois alargamentos da parede do poço, com larguras semelhantes e uma separação entre elas de aproximadamente 180°.

A seção do poço obtida é a forma geométrica que será traçada pela ferramenta de imageamento acústico.

Considerando apenas a situação de incidência normal do pulso acústico, pode-se obter, através do método do raio (Psencik, 1994), o tempo de trânsito do pulso acústico, a partir do posicionamento do transdutor em um ponto da seção do poço, como mostra a figura 1.

A partir da determinação da seção do poço, considerada constante com a profundidade, obtém-se os tempos de trânsito definindo-se a variação da excentricidade para cada profundidade. O conjunto de tempos de trânsito arranjados na forma matricial é

Correção do Efeito da Descentralização

convertido para a sua representação em imagem RGB.

Correção do Efeito da Descentralização

Uma proposta de correção do efeito da descentralização da ferramenta é apresentada com base na geometria analítica plana. A partir da matriz que gera a imagem de tempo de trânsito, obtém-se a matriz correspondente ao raio do poço considerando a velocidade acústica do fluido, normalmente medida pela ferramenta. Cada linha completa da matriz do raio do poço representa a geometria da parede do poço naquela profundidade. Apesar do movimento helicoidal da ferramenta, pode-se, com grande precisão, admitir-se que um ponto da parede do poço amostrado com um ângulo de 0° é o mesmo ponto amostrado na rotação do transdutor, equivalente à 360° . Assim, a linha da matriz do raio do poço pode ser tomada como a representação, em coordenadas polares, do perímetro da parede do poço.

A conversão da matriz do raio para coordenadas cartesianas fornece a posição do perímetro do poço em relação a um par de eixos (x, y) . Admite-se o centro do poço registrado pela ferramenta, como o centro de gravidade da seção do poço. Este ponto é tomado como a origem do par de eixos, o qual possui o norte magnético como orientação do eixo x , de acordo com as medidas realizadas pela ferramenta.

Considerando os eixos coordenados, segundo o qual apresenta-se a forma geométrica do poço em coordenadas cartesianas, pode-se definir um ponto P , chamado de excentricidade, localizado pelo par de coordenadas (x', y') . Este ponto define a real posição do transdutor em relação ao eixo do poço posicionado na origem. A obtenção do par ordenado (x', y') é o objeto da correção da descentralização.

Para a localização do ponto P extrai-se da forma da parede do poço, referenciada nos eixos coordenados, quatro vetores com origem em P e extremidade na interseção da forma da parede do poço com os eixos coordenados (r_1, r_2, r_3, r_4) , conforme mostra a figura 1. A partir desta observação pode-se caracterizar r_i ($i=1, 2, 3, 4$) como a representação da distância entre o ponto P e um ponto amostrado pela ferramenta na parede do poço, com um ângulo múltiplo de π , ou seja, são os valores do raio mensurados pela ferramenta. Assim, as relações trigonométricas entre os triângulos envolvidos, permitem escrever os seguintes pares de equações:

$$\begin{cases} ax' = \frac{1}{4}(r_4^2 - r_2^2) \\ a - x' = r_2 \sin \theta \\ by' = \frac{1}{4}(r_3^2 - r_1^2) \\ b - y' = r_1 \sin \theta \end{cases}$$

As coordenadas do ponto P são fornecidas pelas raízes reais das equações:

$$4x'^2 + 4x' r_2 \sin \theta - (r_4^2 - r_2^2) = 0 \quad (13)$$

$$4y'^2 + 4y' r_1 \sin \theta - (r_3^2 - r_1^2) = 0 \quad (14)$$

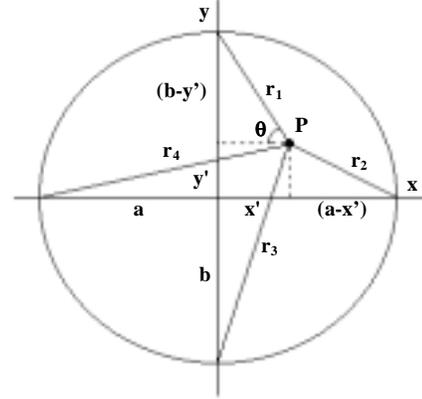


Figura 1- Geometria completa envolvida na correção da descentralização.

onde θ é o ângulo entre o raio e a horizontal por P , ou seja, é o ângulo de amostragem.

Os raios do poço corrigidos são obtidos por:

$$a = r_2 \sin \theta + x' \quad (15)$$

$$b = r_1 \sin \theta + y' \quad (16)$$

onde a e b são os raios do poço com a ferramenta centralizada.

A partir da localização do ponto P procede-se a correção de todos os outros raios mensurados, obtendo-se a forma do poço na sua real representação, considerando-se a ferramenta coincidente com o eixo do poço.

Resultados

Para a aplicação do método de correção do efeito da descentralização da ferramenta mostra-se nas figuras 2, 3 e 4, três imagens geradas a partir do modelamento aqui apresentado.

Na figura 2 é visto o modelo da imagem de tempo de trânsito que seria gerado pela ferramenta centralizada em um poço ovalizado, submetido à tensão horizontal principal de 8500 psi, tensão horizontal secundária de 5500 psi e resistência ao cisalhamento, segundo o critério de ruptura de Coulomb, de 1500 psi.

Na figura 3 mostra-se o modelo da imagem produzida, considerando-se uma excentricidade do transdutor na direção nordeste e variável com a profundidade. A trajetória do transdutor no interior do poço é mostrada na figura 5, onde se mostra em linha azul a trajetória do transdutor e em linha verde o eixo do poço. O módulo da excentricidade em cada pro-

Correção do Efeito da Descentralização

fundidade é dado pela distância entre o eixo do poço e a trajetória do transdutor.

Na figura 4 é mostrada a imagem de tempo de trânsito obtida após a correção da descentralização pelo método aqui apresentado.

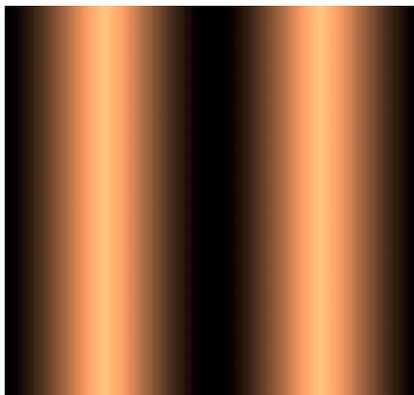


Figura 2- Imagem de tempo de trânsito gerada pela ferramenta centralizada.

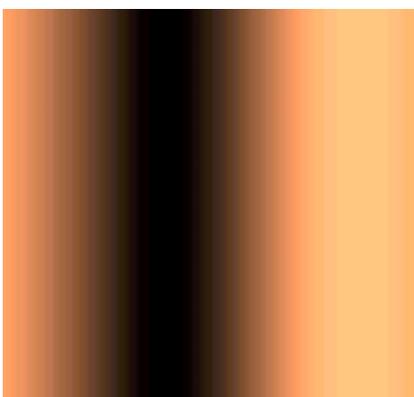


Figura 3- Imagem de tempo de trânsito gerada pela ferramenta descentralizada.

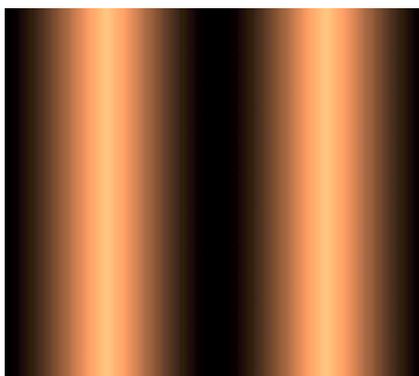


Figura 4 – Imagem de tempo de trânsito gerada pela ferramenta corrigida.

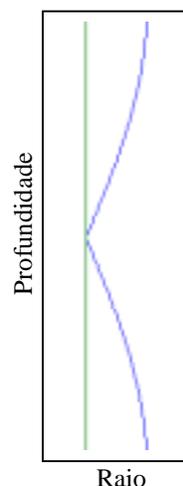


Figure 5- A linha azul indica a trajetória do transdutor e a linha verde o eixo do poço.

Conclusões

A correção do efeito da descentralização da ferramenta nas imagens de tempo de trânsito e o seu modelamento a partir da teoria da elasticidade são os passos iniciais para o estudo da utilização das imagens obtidas pela ferramenta de imageamento acústico, na avaliação da estabilidade mecânica dos poços.

Este trabalho continua em desenvolvimento buscando a aplicação do método de correção do efeito da descentralização a dados reais e à aplicação do modelamento das imagens acústicas para estudos sobre a estabilidade de poços.

Agradecimentos

Os autores gostariam de expressar seus agradecimentos a ANP/FINEP-UFPa por ajudar no apoio a este projeto.

Referências

- Bell, J. S., 1990. Investigating Stress Regimes in Sedimentary Basins Using Information from Oil Industry Wireline Logs and Drilling Records. Geological Applications of Wirelines Logs. London. Geological Society Special Publication N° 48 p. 305-325.
- Hayman, A. J., Parent, P., Cheung, P. and Verges, P., 1998. Improved Borehole Imaging by Ultrasonics. SPE Production & Facilities.
- Menger, S., 1994. New Aspects of the Borehole Televiewer Decentralization Correction. The Log Analyst.
- Psencik, I., 1994. Introduction to Seismic Methods. Lecture Notes – PPPG/UFBa.



Correction of elastic impedance logs for second-order terms in isotropic reflectivity

Jorge Leonardo Martins, GTEP/PUC-Rio, Brazil, jlm@civ.puc-rio.br

Abstract

A novel approach for elastic impedance (EI) logs is presented. For the derivation of the new EI equation, a recently published pseudo-quadratic approximation for the PP -wave reflection (R_{PP}) coefficient at an interface separating two isotropic media is used. As a consequence, EI logs are corrected for second-order effects since the pseudo-quadratic approximation for the R_{PP} coefficient contains a non-linear term in the intermediate region of incidence. The application of the EI-corrected formula to numerical and actual data reveals that more precision is gained when calculating synthetic seismograms at far offsets.

Introduction

Amplitude anomalies appearing on seismic sections are considered key events in searching for hydrocarbon reservoir rocks. That explains why amplitudes are subjected to primary concerns along seismic processing, where a true-amplitude imaging must be performed. The main goal is to obtain final seismic sections in which amplitudes represent either actual information on fluid content of rocks or simply lithologic variations through the seismic profiles.

In the context of interpretation, amplitude-versus-offset (AVO) studies aim at identifying the presence of hydrocarbons from amplitude anomalies observed in final seismic sections (Smith and Gidlow, 1987). The usual procedure to correlate synthetics with actual data is the use of amplitude-preserved, normal-moveout-corrected, common midpoint (CMP) gathers containing the amplitude anomalies of interest. Normal-incidence synthetic seismograms are quite satisfactory when correlation is performed with seismic events at near-offset stacked CMP traces. Assuming a low noise level at near-offset stacks, a good control of rock properties can be achieved. However, the use of normal-incidence synthetic seismograms fails when correlation is performed with far-offset stacked CMP traces. The explanation for this is straightforward: normal-incidence synthetic seismograms can hardly simulate all classes of AVO responses in sedimentary rocks. The classification given in Rutherford and Williams (1989) is very illustrative on this aspect of AVO.

By using the EI approach as defined in Connolly (1999), synthetic well data can be constructed for all incidence angles. As a result, EI logs enable simulating stacked data for all range of incidence angles encountered in practice. In this way noisy events at near-offset

stacked traces are avoided, since synthetic seismograms can be correlated with far-offset stacked CMP traces. The specialization of EI logs for vertical incidence reveals an interesting property; for this case, an EI log reduces to a corresponding acoustic impedance (AI) log.

Previous approach for EI assumes only first-order effects in isotropic reflectivity. In this contribution, second-order effects in isotropic reflectivity are incorporated into EI logs. To this end, a recently published pseudo-quadratic approximation for R_{PP} coefficients, which contains an explicit non-linear term in the intermediate region of incidence, is used. The performance of the resulting EI equation is tested. A Class II AVO gas-sand model is used for comparison of both first-order and second-order EI logs calculation. The derived second-order approach for EI logs is also applied to actual well data, in order to calculate the corresponding synthetic seismograms.

The R_{PP} approximation

The use of an approximate equation for the R_{PP} coefficient is the fundamental part in AVO studies. Several approximations have been published so far, in which assumption of linearity is the key point. In practice, weak-to-moderate contrasts commonly encountered in sedimentary sequences support assumption of linearity. Consequently, an otherwise complicated exact expression for the reflection coefficient can be simplified. As an advantage, the approximate equation so obtained allows a better physical insight into the dependence of the reflection coefficient on the relative contrasts across the interface.

By using the approximate equation, numerical results fit quite accurately exact calculations of the R_{PP} coefficient within the precritical region. In general, misfit is observed when approaching the critical angle because second-order terms are neglected in the derivation of the approximate R_{PP} equation. For an increase in the relative contrasts across the interface, however, the misfit becomes higher; the critical angle moves to near offsets and the approximate equation no longer fits far-offset data.

The general form for the approximation of R_{PP} coefficients at a weak-contrast interface separating two homogeneous, isotropic, elastic, media is written below as

$$R_{PP}^{iso}(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C \sin^2 \theta \tan^2 \theta. \quad (1)$$

Three regions of incidence can be identified in this equation (Shuey, 1985). The first region of incidence is dom-

inated by A (i.e, the AVO-intercept term), which is indeed the normal-incidence R_{PP} coefficient. The intermediate (or gradient) region of incidence is controlled by the $\sin^2\theta$ -term, which explains why the coefficient B is currently known as *gradient*. The wide-angle region of incidence is governed by the $\sin^2\theta \tan^2\theta$ -term. This term is notoriously very problematic in fitting the data at high angles of incidence.

Each coefficient of the approximation in (1) is given as follows

$$A = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta\rho}{\bar{\rho}} + \frac{\Delta\alpha}{\bar{\alpha}} \right), \quad (2a)$$

$$B = B_1 + B_2, \quad (2b)$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\bar{\alpha}}, \quad (2c)$$

in which the medium properties are represented by ρ , α and β . Densities are denoted by ρ , whereas α and β correspond to P and S wave velocities, respectively. The symbol Δ denotes contrast across the interface, such that, for instance, the P-wave velocity contrast is expressed as $\Delta\alpha = \alpha_2 - \alpha_1$. The average value of a quantity is represented by a bar over it, i.e., $\bar{\rho} = (\rho_2 + \rho_1)/2$. Properties of the upper layer are indicated by subscript 1, while subscript 2 is used for the lower layer.

The split of the gradient term in equation (2b) is done here for convenience. In conventional [isotropic] AVO studies, the approach derived in Aki and Richards (1980) is widely used. In order to fulfill the linearity assumption, non-linear terms are neglected along the derivation of the gradient term. This translates into setting $B_2 = 0$, which leads to

$$B = B_1 = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta\alpha}{\bar{\alpha}} - 4 \left(\frac{\bar{\beta}}{\bar{\alpha}} \right)^2 \frac{\Delta G}{\bar{G}} \right], \quad (3)$$

where $\Delta G/\bar{G}$ represents relative changes in shear wave modulus, $G = \rho\beta^2$, across the interface. This term can be approximately expressed as

$$\frac{\Delta G}{\bar{G}} \approx \frac{\Delta\rho}{\bar{\rho}} + 2\frac{\Delta\beta}{\bar{\beta}}. \quad (4)$$

On the other hand, in Wang's (1999) [pseudo-quadratic] approximation for the R_{PP} coefficient, second-order effects are introduced in the AVO-gradient term. The term B_2 in equation (2b) is then expressed as

$$B_2 = \frac{1}{2} \left[2 \left(\frac{\bar{\beta}}{\bar{\alpha}} \right)^3 \left(\frac{\Delta G}{\bar{G}} \right)^2 \cos\theta \right]. \quad (5)$$

The non-linear term B_2 in the gradient region of incidence makes Wang's approach more accurate. This is illustrated in Figure 1 for a model consisting of a sandstone encased in shale (Mallick, 1993). The influence of non-linear terms on exact calculation of R_{PP}

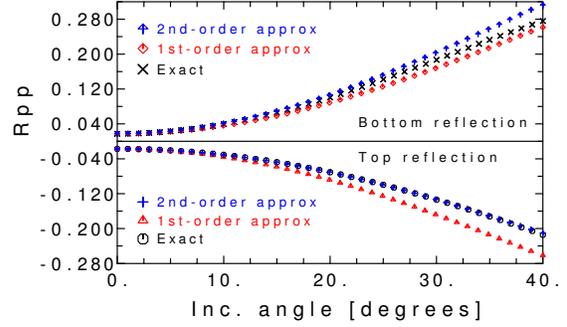


Figure 1: Reflection data from a model consisting of a gas-sand encased in shale (Mallick, 1993).

coefficients is observed when approaching the critical angle. Such high-order terms are neglected in previous approximations (Aki and Richards, 1980; Mallick, 1993), but are introduced in Wang's R_{PP} approximation by means of term B_2 . Although the wide-angle region tends to contribute with increasingly large values due to the product $\sin^2\theta \tan^2\theta$, the term B_2 compensates for such an increase. As long as in conventional isotropic AVO studies B_2 is assumed to be zero, the compensation for non-linear terms near the critical angle is neglected. This fact supports the usual simplification of neglecting the product $\sin^2\theta \tan^2\theta$ and work just within small offset ranges.

The second-order approach for EI logs

Wang's approximation for R_{PP} coefficients is here used in the derivation of a new approach for EI logs. To this end, the same steps used in Connolly (1999) are followed. Thus, assuming $f(t)$ as a time function with same characteristics as the AI log such that reflectivity is determined for any incidence angle, that is,

$$R_{PP}^{iso}(\theta) \approx \frac{f(t_i) - f(t_{i-1})}{f(t_i) + f(t_{i-1})}, \quad (6)$$

the following approximation holds for small incidence angles

$$R_{PP}^{iso}(\theta) \approx \frac{1}{2} \frac{\Delta EI}{EI} \approx \frac{1}{2} \Delta \ln(EI). \quad (7)$$

Inserting the set of equations (2) into the approximation (1), rearranging the result in terms of the relative contrasts $\Delta\rho/\bar{\rho}$, $\Delta\alpha/\bar{\alpha}$, $\Delta\beta/\bar{\beta}$ and $(\Delta G/\bar{G})$ and integrating both sides of the resulting equation, the new approach for EI logs reads

$$EI_2(\theta) = EI_1(\theta) \Delta EI_2(\theta), \quad (8)$$

to which all integration constants are set to zero.

Correction of EI logs for second-order terms in isotropic reflectivity

In the approach above, $EI_1(\theta)$ represents the same equation for EI derived in Connolly (1999). It is written below in a slightly modified form

$$EI_1(\theta) = \rho\alpha \left(\alpha^{\tan^2 \theta} G^{-\eta(\theta)} \right), \quad (9)$$

where $\eta(\theta) = 4k \sin^2 \theta$. Clearly, the contribution of the non-linear term in reflectivity is observed in the term $\Delta EI_2(\theta)$, expressed as

$$\Delta EI_2(\theta) = \exp \left[\frac{1}{2} \eta(\theta) \xi(\theta) (G/\bar{G})^2 \right], \quad (10)$$

where $\xi(\theta) = k^{\frac{1}{2}} \cos \theta$. Note that $k = (\bar{\beta}/\bar{\alpha})^2$ and $\bar{G} = \bar{\rho}\bar{\beta}^2$ were assumed to be constant along the entire log during the previous algebraic manipulations.

The formula in (10) can be viewed as the correction of an EI log from first-order to second-order effects. As a result, the expression for EI that takes into account non-linear effects in isotropic reflectivity holds

$$EI_2(\theta) = \rho\alpha \left(\alpha^{\tan^2 \theta} G^{-\eta(\theta)} \right) \times \exp \left[\frac{1}{2} \eta(\theta) \xi(\theta) (G/\bar{G})^2 \right]. \quad (11)$$

As in Connolly's approach, the AI log is also the particular case of the $EI_2(\theta)$ log for normal incidence. Another property of equation (11) refers to the simple substitution of $\tan^2 \theta$ by $\sin^2 \theta$, as long as small incidence angles are considered.

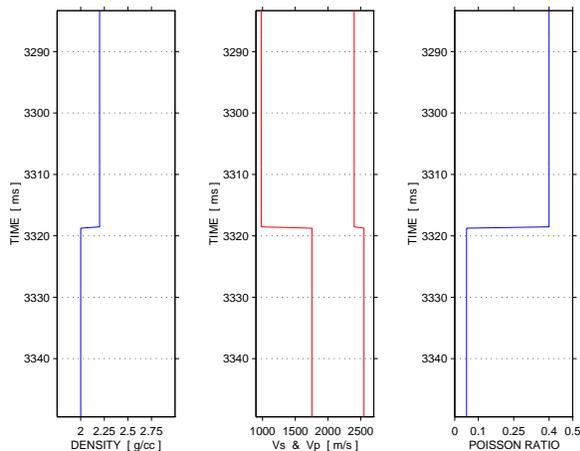


Figure 2: Synthetic logs for the single-layer model that generated the top reflection data in Figure 1.

Application to synthetic data

The synthetic logs shown in Figure 2 are used in order to test the performance of the EI-corrected log expressed in equation (11). These logs correspond to

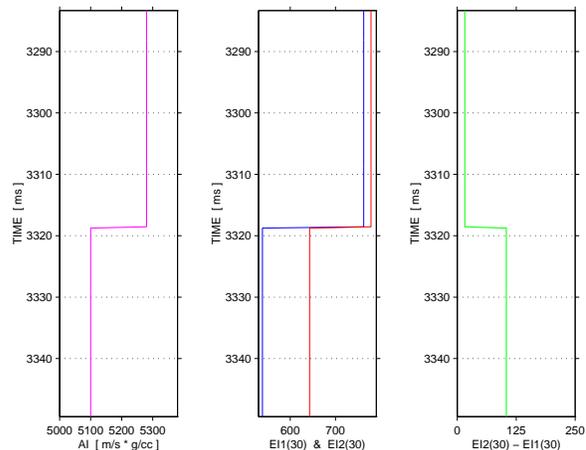


Figure 3: AI = $EI_1(0^\circ)$, $EI_1(30^\circ)$ and $EI_2(30^\circ)$ logs for the model in Figure 2. The residues between $EI_2(30^\circ)$ and $EI_1(30^\circ)$ are shown on the right.

the shale/sandstone model previously utilized to generate the top reflection data in Figure 1, which shows a normal-incidence R_{PP} coefficient close to zero and high-amplitude responses at far incidence angles. Following Rutherford and Williams (1989), such AVO response is characteristic of a Class II gas-sand.

The angle-dependent top-reflection information in Figure 1 shows that the first-order approach for the R_{PP} coefficient is hardly sufficient to match the exact calculation. On account of this observation, it is expected that the $EI_2(30^\circ)$, for instance, exhibits corrected values in comparison with $EI_1(30^\circ)$. Thus, the use of equation (11) for the model in Figure 2 leads to the determination of the EI-corrected log in the middle plot of Figure 3. The residues between $EI_2(30^\circ)$ and $EI_1(30^\circ)$ are shown on the right plot, giving the level of correction applied to $EI_1(30^\circ)$ to determine $EI_2(30^\circ)$.

Application to actual data

The second-order approach for EI logs given in equation (11) was applied to the well data in Figure 4. A shale-sandstone sequence is sampled through the logs, in which several sandstone intervals are highlighted. The thicker, oil-producing sandstones exhibit Class III AVO responses; corresponding flat-spots are observed in the seismic sections. The S-wave log was determined by appropriate selection of Poisson ratio (σ) values for shales and sandstones. For the former lithology, $\sigma = 0.38$; for the latter, $\sigma = 0.18$ in average.

It is clear from the previous modelling exercise that the EI-corrected log represented by equation (11) will produce more accurate seismic amplitudes at far offsets. This property of EI_2 was tested for the actual

well data in Figure 4. Resulting synthetic seismograms are exhibited in Figure 5. Reflectivities were calculated by using $AI = EI_1(0^\circ)$, $EI_1(30^\circ)$ and $EI_2(30^\circ)$ logs, respectively. To compose the seismic traces, convolution was performed with a 30 Hz Gabor wavelet (121 points) sampled at 1 ms interval. As a measure of the extent of the correction applied to $EI_1(30^\circ)$, the absolute residues between $EI_2(30^\circ)$ and $EI_1(30^\circ)$ are also plotted in Figure 5.

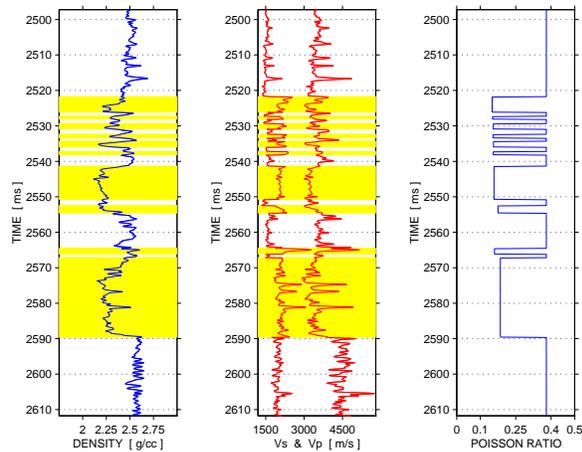


Figure 4: Actual well data used in testing $EI_2(\theta)$. Assumption of Poisson ratio for each shale and sand interval allowed estimating the S-wave sonic log.

Conclusions

I have derived an equation that allows correction of EI logs for non-linear terms in isotropic R_{PP} coefficients. To this end, a recently published pseudo-quadratic approximation for R_{PP} coefficients were used. The use of the new approach proved to be efficient in correcting EI logs for second-order effects. However, assumption of constant $(\bar{\beta}/\bar{\alpha})^2$ and \bar{G} along the log window under investigation requires careful analysis, since errors can be introduced during calculation of EI logs. Calculation of synthetic seismograms, inversion of far-offset angle stacks and construction of crossplots for lithofacies analysis represent direct applications of EI logs. The approach presented in this paper suggests that uncertainties in the inversion of angle stacks at far offsets can be minimized. Regarding lithofacies analysis, effects of EI-corrected logs can also be noticed when crossplotting $EI_2(\theta)$ versus ρ .

Acknowledgments

This research was supported by the Brazilian Agency

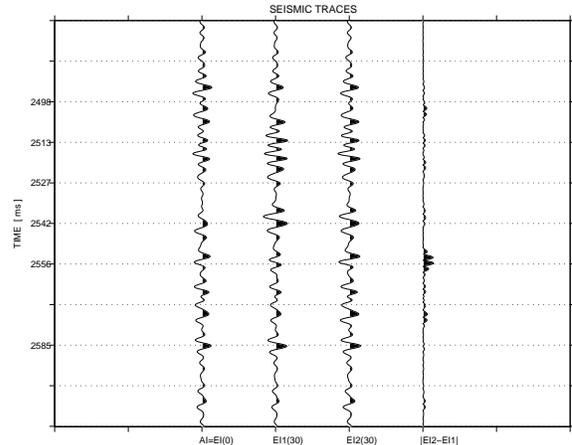


Figure 5: Seismograms calculated by using AI and EI logs obtained from the actual well data in Figure 4. Only reflection traveltimes of the main oil-producing sands are shown.

for Petroleum (ANP, process no. 48610.002779/99-31) and by the Brazilian Council for the Development of Sci. and Technology (CNPq/RHAE, process no. 610154/99-0). The author acknowledges the efforts of GTEP - Group of Technology and Petroleum Engineering, PUC-Rio, in favouring the accomplishment of this research.

References

- Aki, K. I., and Richards, P. G., 1980. Quantitative Seismology: Theory and Methods. W. H. Freeman and Co., San Francisco, Vol. I, p. 153.
- Connolly, P., 1999. Elastic Impedance. The Leading Edge, April, 18, 438–452.
- Mallick, S., 1993. A simple approximation to the P-wave reflection coefficient and its implication in the inversion of amplitude variation with offset data. Geophysics, 58, 544–552.
- Rutherford, S. R., and Williams, R. H., 1989. Amplitude-versus-offset variations in gas sands. Geophysics, 54, 680–688.
- 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. Geophys. Prosp., 35, 993–1014.
- Wang, Y., 1999. Approximations to the Zoeppritz equations and their use in AVO analysis. Geophysics, 64, 1920–1927.



Determinação da Porosidade e Zoneamento de Perfis por Rede Neural Competitiva

Kledson Tomaso, UFPA, tomaso@ufpa.br

Anna Ilcéa Fischetti, UFPA, ilcea@ufpa.br

André Andrade, UFPA, aandrade@ufpa.br

Resumo

A obtenção do zoneamento do perfil e a determinação da porosidade são realizados, geralmente, de forma manual, através da interpretação visual dos padrões nos perfis geofísicos correspondentes a cada tipo litológico e procedendo-se aos cálculos específicos.

Uma forma de automatizar estes procedimentos é apresentada neste trabalho, na forma de um novo perfil, derivado dos perfis de porosidade tradicionais, que apresenta de forma independente da intervenção do intérprete, o zoneamento do perfil e a determinação da porosidade. Este novo perfil identifica e separa as profundidades de topo e base das rochas reservatório das rochas selantes, escalonado em valores de porosidade efetiva.

A obtenção deste perfil interpretativo, baseia-se no projeto e execução de várias arquiteturas de rede neural artificial, do tipo direta, com treinamento não supervisionado e contendo uma única camada processadora composta por neurônios artificiais, do tipo competitivo. Estas arquiteturas são projetadas de modo a simular o comportamento do intérprete de perfil, quando da utilização do gráfico densidade-neutrônico para as situações de aplicabilidade do modelo arenito-folhelho.

Os dados de campo utilizados neste trabalho são oriundos da bacia do lago Maracaibo, localizada na região noroeste da Venezuela e são representativos do membro Lagunillas, o qual se caracteriza pela presença predominante de arenitos limpos e sujos, com indícios da presença de hidrocarboneto, intercalados por camadas descontínuas de folhelhos.

Introdução

O gráfico densidade-neutrônico foi especificamente concebido para a determinação gráfica da porosidade em litologias limpas sem, no entanto, considerar a posição em profundidade de cada ponto lançado no gráfico, o que é de fundamental importância para a obtenção do zoneamento do perfil. Entretanto, especificamente para o modelo arenito-folhelho, ocorre uma distribuição particular dos pontos representativos do arenito em relação aos pontos característicos do folhelho, que possibilita o zoneamento ou a classificação destes pontos nas duas litologias.

A situação de simples classificação dos pontos lançados no gráfico densidade-neutrônico é

verdadeira apenas para o caso de arenitos limpos, ou seja, sem argilosidade, a qual torna a classificação ou o zoneamento dos arenitos muito mais complexa e interfere diretamente no cálculo da sua porosidade, que deve ser corrigida para a obtenção da porosidade efetiva.

Metodologia

Para o projeto de uma arquitetura de rede neural artificial com treinamento não supervisionado, como é o caso da rede neural com camada competitiva, é de fundamental importância o perfeito conhecimento das características dos dados a serem processados, pois serão essas características as únicas responsáveis pela qualidade do treinamento e, conseqüentemente, do processamento final da rede.

Para o caso da interpretação de dados geofísicos de poço é de interesse a relação das medidas dos perfis com alguma propriedade petrofísica ou geológica. Uma forma deste relacionamento é fornecido pelas cartas ou gráficos interpretativos, como o gráfico densidade-neutrônico (Schlumberger, 1998), o qual também define a dimensão do espaço de classificação. Assim, é necessário a definição de duas unidades sensoriais para a formação da camada de entrada da rede neural competitiva. Uma unidade sensorial será responsável pela entrada do perfil de densidade, que definirá o eixo das ordenadas no gráfico e a outra unidade sensorial responsabilizar-se-á pela entrada do perfil de porosidade neutrônica, que definirá o eixo das abscissas.

Adotando-se a mais simples arquitetura para a rede neural artificial, com uma única camada competitiva, tem-se que para a sua aplicação na interpretação de perfis é fundamental a definição explícita do significado geológico-geofísico do sinal de saída de cada um de seus neurônios. Para o zoneamento e determinação da porosidade, a determinação do significado geofísico da saída do neurônio vencedor é obtida diretamente do gráfico densidade-neutrônico, a partir da associação do sinal de saída do neurônio vencedor à um único valor de porosidade, definido segundo uma escala de porosidades adotada sobre a reta característica dos arenitos limpos. Deste modo, cada neurônio estará associado a um específico valor de porosidade correspondente aos arenitos limpos.

A regra de treinamento, que define a estratégia de adaptação dos pesos sinápticos entre a camada de entrada e a camada competitiva é uma alteração da

Zoneamento de Perfis e Determinação da Porosidade

regra de Hebb (Haykin, 2001), com uma mudança na forma de variação contínua dos pesos sinápticos, estabelecendo que a razão de decaimento dos pesos sinápticos seja igual a razão de aprendizado dos neurônios. Assim, o decaimento somente ocorre quando o neurônio está ativado, segundo a expressão $\Delta w(i, j) = \eta y(i) x(j) - \eta y(i) w(i, j)$. (1)

Na expressão (1), $\Delta w(i, j)$ é a variação do peso sináptico $w(i, j)$, entre o neurônio j da camada de entrada e o neurônio i da camada competitiva, η é a razão de treinamento, $y(i)$ é o sinal de saída do neurônio i e $x(j)$ é o sinal de entrada do neurônio j . Logo, o valor da alteração do peso sináptico permanece constante até que o neurônio a ele associado torne-se ativo. Isto significa que um neurônio não esquecerá algo que tenha aprendido, a menos que ele aprenda algo mais novo.

A aplicação prática da rede neural artificial, com camada competitiva e treinamento não supervisionado, é apresentada através da utilização de um trecho dos perfis de densidade e porosidade neutrônica, que serão tomados como dados de entrada para a rede neural. A figura 1 mostra o gráfico densidade-neutrônico, os pontos marcados por cruzes (+) representam os pontos correspondentes aos dados de perfil. Esta figura mostra também uma representação gráfica da rede neural artificial com camada competitiva, através dos pesos sinápticos correspondentes aos neurônios da camada competitiva, representados pelo símbolo (x), coincidentes com os pontos representativos da reta dos arenitos limpos.

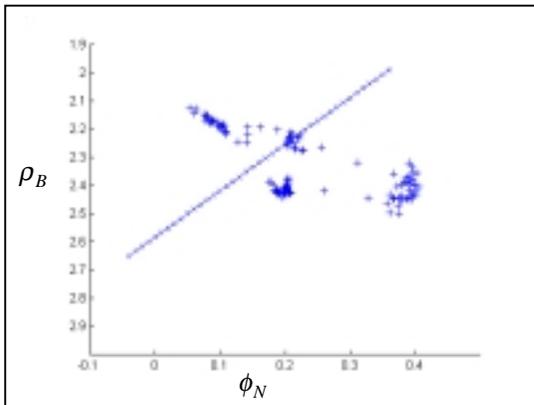


Figura 1: Gráfico Densidade- Neutrônico; onde as cruces (+) representam os pontos correspondentes ao trecho de perfil e o símbolo (x) representa os pesos sinápticos da rede neural competitiva.

Inicia-se o treinamento não supervisionado da rede permitindo-se a variação dos valores dos pesos sinápticos, a partir dos valores iniciais coincidentes

com os valores da reta dos arenitos limpos. Neste treinamento, somente são permitidos iguais deslocamentos dos pesos sinápticos em cada eixo e proporcionais aos valores iniciais, ao longo dos eixos do gráfico densidade-neutrônico. Deste modo, o treinamento funciona como um deslocamento de toda a reta para a direita ou para a esquerda, a partir da posição original da reta dos arenitos, fixando-se os valores dos pesos nas posições de maior concentração de pontos.

A partir do modelo interpretativo, que é o arenito-folhelho para o gráfico densidade-neutrônico, estabelecem-se as regras para o zoneamento do perfil:

1. A reta na cor verde, na figura 2, é representativa dos pesos sinápticos associados aos folhelhos.
2. A reta descrita pelos círculos azuis é representativa dos arenitos sujos.
3. A reta na cor vermelha é representativa dos arenitos contendo hidrocarboneto.

O instante final do treinamento da rede neural sobre os dados de perfil, representados por cruces, é visto na figura 2.

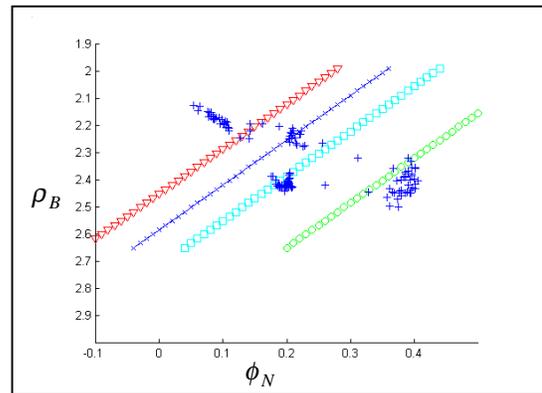


Figura 2: Gráfico Densidade-Neutrônico no instante final do treinamento. (x) Reta dos arenitos limpos. (Δ) Reta dos arenitos com hidrocarboneto. (O) Reta dos arenitos sujos. () Reta dos folhelhos.

Estas retas e os pesos sinápticos associados a elas formaram as quatro redes neurais com camada competitiva adotadas para o zoneamento do perfil, que é mostrada na figura 3, onde na primeira coluna aparece o perfil de raios gama; na segunda, o perfil de porosidade aparente dos arenitos com hidrocarboneto; na terceira, o perfil de porosidade total dos arenitos limpos; na quarta, o perfil de porosidade aparente dos arenitos sujos e na quinta, as porosidades aparentes do folhelho.

Zoneamento de Perfis e Determinação da Porosidade

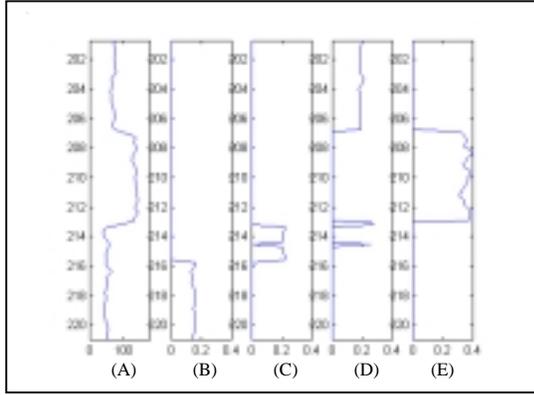


Figura 3: Resultado do zoneamento em escala de porosidade – (A) raio gama, (B) porosidade aparente dos arenitos com hidrocarbonetos, (C) porosidade total dos arenitos limpos, (D) perfil de porosidade aparente dos arenitos sujos e (E) porosidade aparente dos folhelhos.

Observa-se um bom acordo entre o zoneamento do perfil, expresso em termos de porosidade, realizado pela rede neural e a curva do perfil de raios gama natural.

Todas as curvas da figura 3, derivadas do processamento da rede neural com camada competitiva, são apresentadas em uma escala de porosidade total obtida a partir do gráfico densidade-neutrônico. No entanto, o valor de porosidade que interessa para a geofísica de poço é o valor da porosidade efetiva, obtido a partir da correção do valor da porosidade total pelo efeito da argilosidade. A argilosidade ou o volume de argila (V_{SH}) é obtido a partir do perfil de raios gama natural, segundo a expressão

$$V_{SH} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2)$$

Na expressão (2), GR_{log} é o valor do raio gama natural lido no perfil; GR_{max} é o valor representativo da radiação gama natural nos folhelhos e GR_{min} é o valor representativo da radiação gama natural nos arenitos limpos. A correção, pelo efeito da argilosidade, sobre a porosidade obtida a partir do perfil de densidade, é fornecida pela expressão

$$\phi_{DC} = \phi_D - V_{SH} \phi_{DSH} \quad (3)$$

Na expressão (3), ϕ_{DC} representa a porosidade obtida a partir do perfil de densidade corrigida pelo efeito da argilosidade; ϕ_D indica a porosidade calculada do perfil de densidade e o parâmetro ϕ_{DSH} indica o valor de porosidade obtido do perfil de densidade, representativo dos folhelhos. A correção da argilosidade, aplicada ao perfil de porosidade neutrônica, assume a forma

$$\phi_{NC} = \phi_N - V_{SH} \phi_{NSH} \quad (4)$$

Na expressão (4), ϕ_{NC} representa a porosidade obtida a partir do perfil neutrônico corrigida pelo efeito da argilosidade; ϕ_N indica a porosidade lida no perfil neutrônico e o parâmetro ϕ_{NSH} indica o valor de porosidade no perfil neutrônico, representativo do folhelho.

Para a determinação do ponto do folhelho projetou-se uma nova arquitetura de rede neural, com um único neurônio em sua camada competitiva, apresentando duas unidades sensoriais em sua camada de entrada. Os dados de entrada da rede são formados unicamente pelos pontos do gráfico densidade-neutrônico, selecionados anteriormente como pontos representativos do folhelho. O treinamento de um único neurônio competitivo do tipo *instar* leva à determinação de um par de pesos sinápticos, que marcam um ponto localizado no centro de massa da população de pontos que compõe o conjunto de treinamento. Deste modo, estes valores de pesos sinápticos são adotados como as coordenadas do *ponto do folhelho* no gráfico densidade-neutrônico. A partir do conhecimento das coordenadas do ponto do folhelho, procede-se à correção, nos perfis, do efeito da argilosidade através das expressões (3) e (4). Uma vez que o efeito da argilosidade foi retirado de todos os pontos anteriormente classificados como arenito sujo, tem-se agora a situação da presença de apenas arenitos limpos, uma vez que não foi aplicada nenhuma correção para o efeito do hidrocarboneto sobre o perfil de densidade e o perfil de porosidade neutrônica.

A obtenção da porosidade efetiva é realizada por uma nova rede neural, com camada competitiva, em tudo semelhante à rede utilizada para o zoneamento dos arenitos limpos, considerando agora todos os pontos classificados como arenitos.

Resultados

A apresentação formal dos resultados deste trabalho, sobre os dados de perfis de poços perfurados na bacia do Lago Maracaibo, no intervalo de profundidades relativos ao membro Lagunillas, é mostrada através da figura 4 e figura 5, representativas de um mesmo poço. A figura 4 apresenta o perfil interpretativo (coluna E), na forma de um perfil duplo, com a primeira coluna mostrando a porosidade efetiva dos arenitos e a segunda, a porosidade aparente dos folhelhos. As colunas A, B e C são complementares e mostram, respectivamente, o perfil de raios gama natural, o perfil de densidade e o perfil de porosidade neutrônica. A figura 5 mostra a comparação formal entre o perfil de porosidade efetiva, obtido a partir do processamento aqui apresentado, e o perfil de porosi-

Zoneamento de Perfis e Determinação da Porosidade

dade efetiva obtido, normalmente, através da interpretação manual dos perfis de porosidade. A simples avaliação visual deste conjunto de figuras, evidencia a adequação e a aplicabilidade das redes neurais artificiais, com camada competitiva, na auxílio à interpretação dos perfis de porosidade.

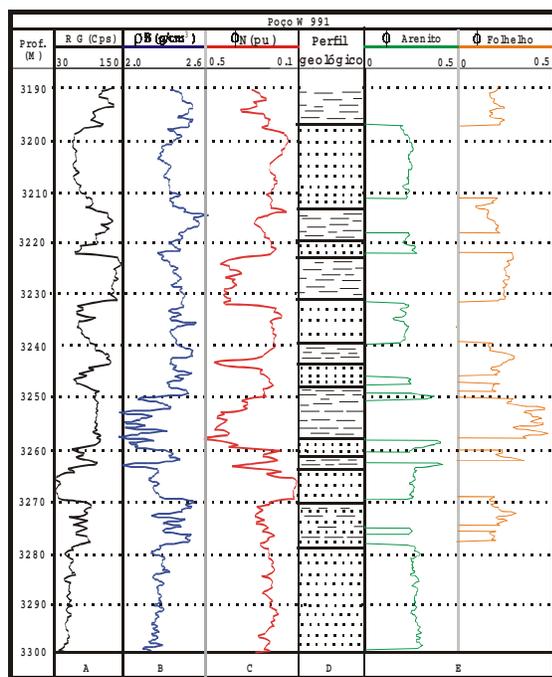


Figura 4 – A- Perfil de raios gama natural, B- Perfil de densidade, C- Perfil de porosidade neutrônica, D- Perfil geológico e E- Perfil de porosidade obtido através do processamento com RNA.

Conclusões

O zoneamento do perfil e o cálculo de porosidade efetiva, realizados de forma automática e apresentados na forma de um perfil, são um auxílio para o intérprete e não um substituto, visto que é do julgamento do intérprete a aplicabilidade da metodologia apresentada.

Os resultados obtidos pela aplicação deste método em nossos testes são bastantes animadores e apontam no sentido de uma maior investigação quanto à utilização desta técnica a outros parâmetros petrofísicos e a outras ferramentas.

Agradecimentos

Os autores expressam seus agradecimentos ao CNPq e ao convênio de infra-estrutura ANP/FINEP-UFPa, pelo apoio à este projeto.

Referências Bibliográficas

- Haykin, S., 2001. Redes Neurais: Princípios e Prática- 2ª ed.- Bookman.
 Schulumberger, 1998. Log Interpretation Charts – Schulumberger Educational Services.

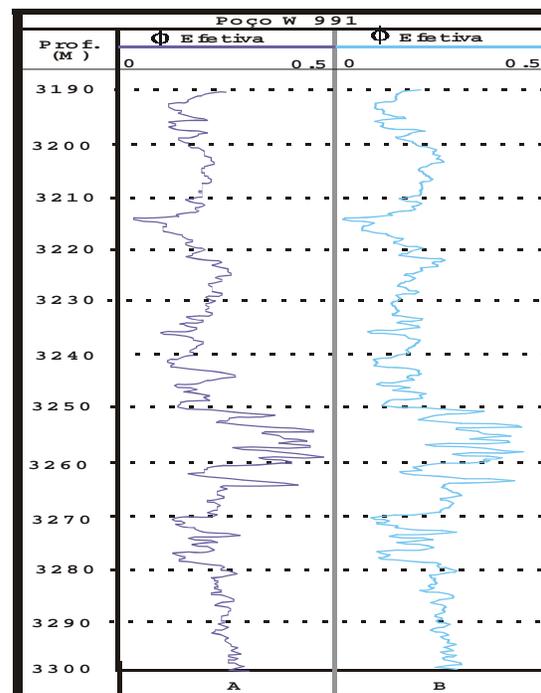


Figura 5: Comparação das porosidades efetivas. A- Perfil de porosidade efetiva obtido através do processamento com RNA, B- Perfil de porosidade efetiva convencional.



Determinação Estatística do Contato Óleo-Água em Perfis de Poço

Roosevelt Tavares Flexa, UFPa, rtflexa@ufpa.br

Anna Ilcélia Fischetti, UFPa, ilcea@ufpa.br

André Andrade, UFPa, aandrade@ufpa.br

Resumo

A obtenção da localização do contato óleo-água no interior do reservatório, sem a interpretação completa dos perfis geofísicos ou da execução de testes de formação, é um problema para a indústria do petróleo. Sendo esta localização importante para o posicionamento do conchoneamento nos horizontes produtores em vários tipos de poços, verticais, direcionais e horizontais.

Considerando a relevância e a necessidade de obter-se a localização do contato óleo-água no interior de reservatórios, este trabalho utiliza a técnica de análise discriminante para a obtenção da interface de separação dos fluidos (óleo e água), utilizando como dados de entrada, apenas, curvas de perfis geofísicos, como a resistividade (R), o raio gama (GR), a densidade (ρ), a porosidade neutrônica (ϕ_N) e o caliper (Cal).

A avaliação desta metodologia é realizada em dois poços perfurados na bacia do lago Maracaibo, Venezuela.

Introdução

A geofísica de poço aplicada à identificação e caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos, faz uso de diversos perfis geofísicos, como os perfis elétricos, acústicos e radioativos, que são utilizados na avaliação de formação, para qualificar e quantificar camadas produtoras de fluidos de interesse.

A determinação dos contatos é necessária na exploração de petróleo, pois este parâmetro é utilizado para o posicionamento dos horizontes produtores nos poços verticais. Temos também a relevância do mapeamento deste parâmetro para projetos de poços direcionais e horizontais, que utilizam tal informação para o posicionamento do eixo do poço dentro do reservatório, a fim de se evitar a produção de água.

Geralmente, a obtenção da localização do contato óleo-água dentro do reservatório muitas vezes só é alcançada mediante a interpretação completa dos perfis geofísicos ou através de testes de formação. Sendo assim, buscou-se uma metodologia capaz de localizar, em profundidade, o contato entre fluidos, particularmente, o contato óleo-água; de forma independente da interpretação dos perfis geofísicos e anterior ao procedimento dos testes de formação, de tal sorte que as informações sobre a presença do hidrocarboneto, limites verticais do reservatório e a

profundidade do contato óleo-água pudessem ser convenientemente estimadas. Esta técnica seria útil para a avaliação de formação na situação de boca-de-poço e utilizando dados de perfis obtidos durante a perfuração (LWD).

Vários trabalhos fizeram uso de métodos da análise multivariada em perfis geofísicos aplicados à determinação de eletrofácies, como Couto (1994), Bucheb (1991) e Serra (1989), que obtiveram excelentes resultados na separação das eletrofácies e na associação à litologia.

Considerando-se que a localização do contato óleo-água, no interior de reservatórios, é um problema para a indústria do petróleo, este trabalho propõe a utilização da técnica de análise discriminante para mapear no interior do reservatório a interface de separação dos fluidos (óleo e água), onde os dados empregados foram apenas as curvas de perfis geofísicos, considerados sensíveis à litologia e aos fluidos da formação.

Metodologia

Há diversas técnicas nos métodos da estatística multivariada, que são aplicadas na solução de uma enorme variedade de problemas de várias áreas do conhecimento, como geofísica, geoquímica, geografia, estatística e outras. Uma destas técnicas é a análise discriminante, que tem grande eficiência na solução de problemas geofísicos, quando não se tem disponível amostras de rochas. A análise discriminante é utilizada nos casos que se deseja realizar a separação estatística entre dois ou mais grupos, que devem ser definidos previamente através da caracterização de suas variáveis discriminantes (Davis, 1973). Sendo que estas serão combinadas linearmente para que seja acentuada as diferenças entre os dois grupos, gerando os coeficientes que são empregados na solução da função discriminante, resultando portanto em apenas um único índice discriminante que representa a posição da amostra ao longo da reta definida pela função discriminante.

A técnica de análise discriminante tem como objetivo determinar uma função que discrimine grupos (definidos previamente), de modo que a probabilidade em se classificar erroneamente um novo elemento, em qualquer um dos grupos, seja a menor possível. Um exemplo de aplicação da análise discriminante para uma distribuição bivariada, que mostra a discriminação de dois grupos quando projetados sobre a função discriminante, pode ser visto na Figura 1.

Determinação Estatística do Contato Óleo-Água em Perfis de Poço

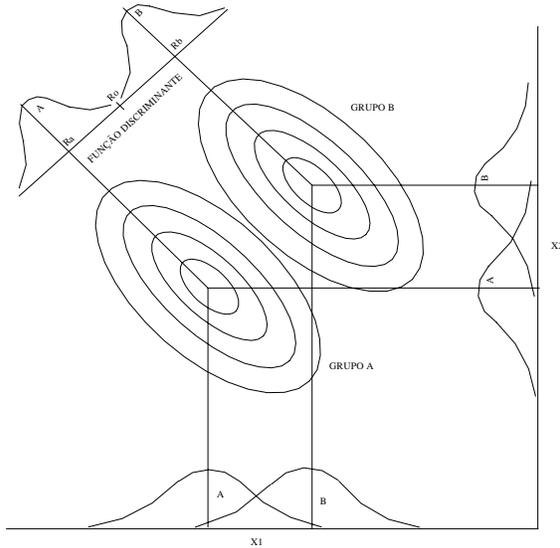


Figura 1 – Representação da função discriminante aplicada a um exemplo de distribuição bivariada (Davis, 1973).

Um método que pode ser usado para encontrar a função discriminante é solucionando, em notação matricial, a equação da forma:

$$[S_p^2] \cdot [\lambda] = [D], \quad (1)$$

onde $[S_p^2]$ é uma matriz $m \times m$ variâncias e covariâncias combinadas de m variáveis. O vetor coluna λ 's (lambdas) desconhecidos são os coeficientes da equação discriminante.

O lado direito da equação consiste de um vetor coluna de m diferenças entre as médias dos dois grupos. Tal equação pode ser resolvida pela inversão e multiplicação, como

$$[\lambda] = [S_p^2]^{-1} \cdot [D] \quad (2)$$

Para se obter a função discriminante, deve-se determinar os diversos termos da equação matricial. As diferenças das médias são encontradas simplesmente por:

$$D_j = \bar{A}_j - \bar{B}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_a} A_{ij}}{n_a} - \frac{\sum_{i=1}^{n_b} B_{ij}}{n_b} \quad (3)$$

Em seguida, deve ser construída a matriz de variâncias e covariâncias combinadas de dimensão $m \times m$, que pode ser determinado como:

$$[S_p^2] = \frac{[SPA] + [SPB]}{n_a + n_b - 2} \quad (4)$$

onde os elementos da matriz SPA e SPB são definidos para o grupo A por:

$$SPA_{jk} = \sum_{i=1}^{n_a} (A_{ij} A_{ik}) - \frac{\sum_{i=1}^{n_a} A_{ij} \sum_{i=1}^{n_a} A_{ik}}{n_a} \quad (5)$$

e analogamente para o grupo B

$$SPB_{jk} = \sum_{i=1}^{n_b} (B_{ij} B_{ik}) - \frac{\sum_{i=1}^{n_b} B_{ij} \sum_{i=1}^{n_b} B_{ik}}{n_b} \quad (6)$$

Dessa forma, temos todos os termos necessários para resolver a equação (2), obtendo-se os λ 's, que são os coeficientes de entrada na equação (7), a qual possui a seguinte forma:

$$R = \lambda_1 \psi_1 + \lambda_2 \psi_2 + \dots + \lambda_m \psi_m \quad (7)$$

onde ψ_j representa o valor da j -ésima variável num determinado objeto. O cálculo de ψ_j é obtido da seguinte forma:

$$\psi_j = \frac{\bar{A}_j + \bar{B}_j}{2} \quad (8)$$

Fazendo-se a substituição de ψ_j (ponto médio entre duas médias de grupo) na equação da função discriminante linear (eq. 7) obteve-se como resultado o índice discriminante R_0 .

$$R_0 = \lambda_1 \psi_1 + \lambda_2 \psi_2 + \dots + \lambda_m \psi_m. \quad (9)$$

Considerando a relevância e a necessidade de obter-se a exata localização do contato óleo-água no interior do reservatório, este trabalho utiliza a técnica de análise discriminante para a obtenção da interface de separação dos fluidos (óleo e água), utilizando como dados de entrada curvas de perfis geofísicos, como a resistividade (R_t), a raio gama (GR), a densidade (ρ), a porosidade neutrônica (ϕ_N) e o caliper (Cal).

A partir destes perfis, que são considerados sensíveis à litologia e à influência dos fluidos da formação, foi construído dois bancos de dados (arquivos do tipo ASCII), de onde foram selecionados conjuntos de variáveis discriminantes que representam os padrões que diferem um grupo do outro, o primeiro banco foi utilizado para identificar as classes (grupos) dos folhelhos e arenitos, o outro banco de dados serviu para identificar as classes (grupos) de interesse no problema: reservatório com óleo e reservatório com água. Sendo que, quanto mais discrepantes forem os valores das variáveis discriminantes destes grupos, maior será a chance de sucesso na discriminação.

O banco de dados (1) serviu como banco de entrada no programa de análise discriminante, construído com base nos princípios teóricos da

Determinação Estatística do Contato Óleo-Água em Perfis de Poço

análise discriminante encontrado em (Davis, 1973), que resulta nos coeficientes da função discriminante utilizados para se calcular os índices discriminantes em todos os pontos discretizados dos perfis, sendo calculado o índice discriminante R_o (índice médio entre os grupos dos folhelhos e arenito), que foi utilizado como referencial de separação entre os grupos dos folhelhos e arenitos. Desta forma, os trechos dos perfis que foram discriminados como folhelhos são descartados, com a finalidade que seja somente aplicada a análise discriminante na etapa posterior aos trechos dos perfis considerados arenitos.

O outro banco de dados (2) foi aplicado no mesmo programa de análise discriminante, gerando outros coeficientes da função discriminante, utilizadas para o cálculo dos índices discriminantes em todos os pontos discretizados dos perfis, sendo determinado R_o (índice médio entre os grupos de reservatório com óleo e reservatório com água), que foi utilizado para determinar-se o ponto de separação entre os grupos em estudo. Servindo, portanto, como um referencial da interface de separação dos fluidos (óleo e água) no interior dos reservatórios.

As funções discriminantes resultantes do programa discriminante, foram aplicadas em outro poço de mesma unidade estratigráfica, a fim de se verificar a sua eficiência na determinação dos limites verticais dos reservatórios e na localização do contato óleo-água no interior dos reservatórios.

Resultados

Neste trabalho utilizou-se um dos métodos da estatística multivariada, a análise discriminante, para determinar a localização do contato óleo-água no interior de reservatórios através, apenas, de dados de perfis geofísicos, nos quais não se aplicou qualquer pré-processamento, mantendo-se os dados originais. Deve-se observar que com a utilização das curvas dos perfis pré-processados e com a utilização da análise discriminante associada a outros métodos multivariados, como a análise de agrupamento, componente principal e outros, poderia ocasionar uma melhoria no processo discriminatório, mas, certamente envolveria um grande esforço computacional, que inviabilizaria a utilização destes procedimentos em computadores de campo.

O primeiro banco de dados formado pelas curvas de perfis do poço (W1112), considerados sensíveis à litologia, serviu como banco de entrada no programa discriminante, resultando nos valores dos coeficientes da função discriminante e de R_o (índice discriminante médio entre os dois grupos), utilizado na discriminação entre folhelhos e arenitos, sendo mostrados na Tabela 1. Pode-se visualizar os resultados da discriminação na Figura 2A, onde

observa-se que ocorreu uma boa discriminação da litologia, comparando-se com a Figura 2C, que mostra o perfil geológico obtido através de intérprete (Bryant, 1989).

Tabela 1 - Coeficientes utilizados na análise discriminante para a discriminação entre folhelho e arenito

Coeficiente Discriminante ($\times 10^2$)				Índice Discriminante ($\times 10^2$)		
GR	Cal	ρ	ϕ_N	R_o médio	R_a arenito	R_b folhelho
-1,19	2,56	14,99	-59,41	-70,35	-13,36	-127,34

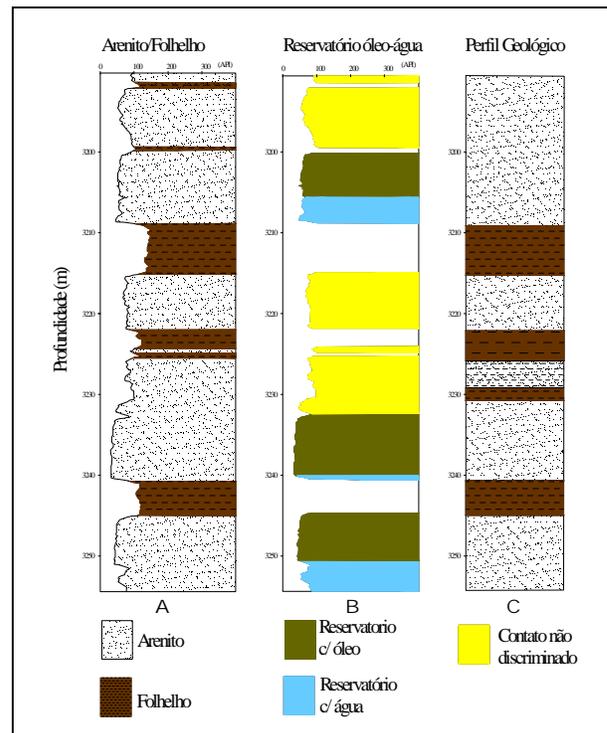


Figura 2 – Poço W1112. A- litologia obtida pela análise discriminante, B- determinação do contato óleo-água no interior do reservatório, obtido pela análise discriminante, C- perfil geológico.

O segundo banco de dados formado pelas curvas de perfis do poço (W1112), considerados sensíveis ao fluido, serviu como banco de entrada no programa discriminante, resultando nos valores dos coeficientes da função discriminante e do índice R_o , que serviu como referencial da interface de separação dos fluidos (óleo e água) no interior dos reservatórios, sendo mostrados na Tabela 2. Pode-se visualizar os resultados da discriminação na Figura 2B, onde observa-se uma boa discriminação entre os grupos em estudo, porém em alguns trechos do poço não foi possível precisar-se qual o fluido presente no

Determinação Estatística do Contato Óleo-Água em Perfis de Poço

reservatório. Tal fato deve-se à influência da argilosidade no reservatório.

Tabela 2 - Coeficientes utilizados na análise discriminante para a discriminação entre reservatório com óleo e reservatório com água.

Coeficiente Discriminante($\times 10^2$)				Índice Discriminante($\times 10^2$)		
GR	R_t	ρ	ϕ_N	Ro médio	Ra R. Óleo	Rb R. Água
0,055	0,00245	8,61	-32,43	18,08	19,70	16,46

Os coeficientes das funções discriminantes e os índices discriminantes, resultante da aplicação do programa de análise discriminante no poço (W1112), foram utilizados em outro poço da mesma unidade estratigráfica, a fim de se verificar a sua eficiência para discriminar a litologia da formação, indicar a presença de hidrocarboneto e a localização, em profundidade, do contato óleo-água no interior dos reservatórios. Os resultados podem ser visualizados na Figura-3, onde observa-se que a litologia foi bem discriminada (Figura 3A) comparando-se com o perfil geológico, Figura 3C. Após a realização da discriminação entre reservatório com óleo e reservatório com água, mostrado na Figura 3B, pode-se observar a presença do contato óleo-água no interior do reservatório mais profundo.

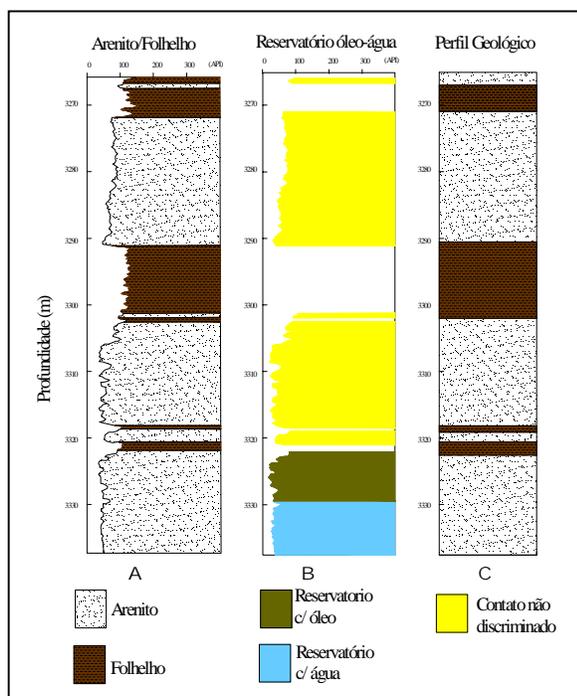


Figura 3 – Poço W866. A- litologia obtida pela análise discriminante, B- determinação do contato óleo-água no interior do reservatório, obtido pela análise discriminante, C- perfil geológico.

Conclusões

A utilização da técnica de análise discriminante aplicado à localização em profundidade do contato óleo-água, fazendo uso apenas das curvas de perfis geofísicos, sem utilizar informações de amostras de testemunhos ou laboratoriais para a formação dos bancos de dados, apresentou um bom desempenho, sendo seus resultados coerentes com a interpretação dos perfis.

Os resultados obtidos são bastante promissores, apontando para a possibilidade de aplicação desta técnica a dados de perfis obtidos durante a perfuração (LWD), onde será de grande utilidade para a avaliação de formação na situação de boca-de-poço, proporcionando informações sobre a separação litológica, presença de hidrocarboneto, limite vertical do reservatório e a profundidade do contato óleo-água.

Agradecimentos

Os autores expressam os seus agradecimentos a CAPES e ao convênio de infraestrutura ANP/FINEP-UFPa.

Os autores agradecem aos geólogos Mádio da Silva Amaral e Alexandre S. Santos pelo apoio prestado.

Referências

- BRYANT, I. D., 1989 – *Sedimentology of the Lower Lagunillas Reservior, Pilot Area, Bloque IV, Lake Maracaibo, Venezuela.*
- BUCHER, J. A., 1991. Aplicação de tratamento estatístico multivariante em dados de perfis de poços da Bacia de Sergipe-Alagoas. Belém, Universidade Federal do Pará, Centro de Geociências. 136p. (Tese de Mestrado).
- COUTO, N. A. P., 1994. Construção de bancos de dados petrofísicos para determinação automática del litologias. Belém, Universidade Federal do Pará, Centro de Geociências. 113p. (Tese de Mestrado).
- DAVIS, 1973. J. C. Statistic and data analysis in Geology. New York, John Wiley & Sons, 550p.
- MOURA, C. A. V., 1985. Aplicação de tratamento estatístico multivariante em dados geoquímicos de solo no mapeamento geológico na Província de Carajás (Alvo 2 – Corpo 4). In Revista Brasileira de Geociências, SBV, Vol. 15, Nº 38, P. 241-247.
- SERRA, O. & ABBOT, H. T., 1989. The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy, SPE 9270, 18p.

Determinación de variables petrofísicas por RMN en muestras de núcleo de yacimientos petrolíferos clásticos en Venezuela

Romero P., Quintairos M. y Salas A., Pdvsa-Intevep, romeropxi@pdvsa.com

Resumen

Desde 1995 la toma de registros de RMN de baja frecuencia de campo magnético (menor a 2 MHz) en Venezuela se ha incrementado de forma significativa. Sin embargo, la evaluación de dichos registros debe ser validada con un estudio de laboratorio de muestras de tapones de núcleo[1]. Esta publicación presenta los resultados de estudios de RMN en diferentes yacimientos de matriz arena, donde se han determinado variables como la porosidad, saturaciones de fluido irreducible y producible, permeabilidad, viscosidad de crudos e incluso correlaciones entre exponentes de saturación y cementación versus el T2 de corte. En general, la forma de la curva de distribución de tiempos de relajación transversal o T2 refleja la litología presente, pudiendo identificarse facies litológicas correspondientes a diferentes tamaños de grano.

Resultados

Arenas muy consolidadas: El yacimiento “San Juan Medio” del campo Orocual en el Oriente del país, presenta porosidades promedio del 7% (fig. 1).

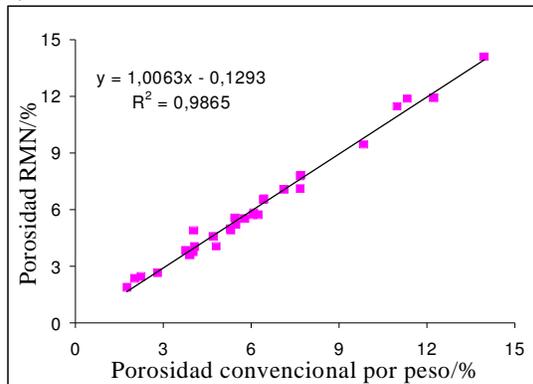


Fig. 1 Porosidad RMN vs. Porosidad convencional (CMS)

La producción del yacimiento es por fracturas naturales, con permeabilidades por lo general menores de 30 mD. La fig. 2 muestra la permeabilidad calculada según la ecuación de Timur-Coates versus la medida por inyección de Helio en el equipo CMS.

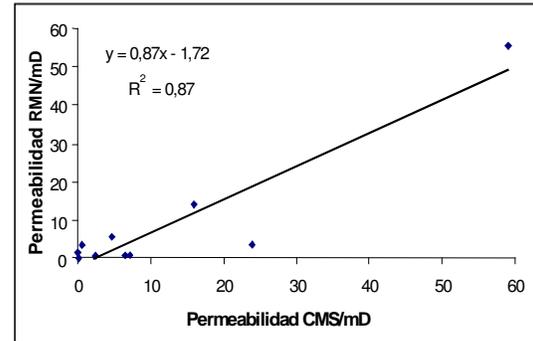


Fig. 2 Permeabilidad RMN (Timur-Coates) vs. Permeabilidad Klinkenberg (CMS)

La forma de la distribución de tiempos de relajación transversal (T2) tiene una respuesta característica dependiendo de las facies [2] como podemos observar en la Tabla 1, donde se muestra el T2 de corte óptimo que delimita el fluido irreducible del drenable en la muestra.

Tabla 1: T2 de corte por facies

Facies	T ₂ de corte óptimo (ms)
Grano fino a muy fino	0.96
Grano fino medio	6.83
Grano medio a grueso	6.83

El tipo de grano varía de medio a muy fino, obteniéndose saturaciones irreducibles de agua entre un 10% y un 56% (fig.3).

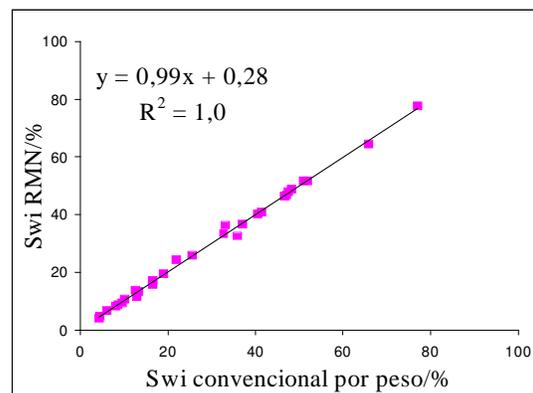


Fig. 3 Swi por peso vs. Swi RMN

Arenas poco consolidadas: El yacimiento Freites del campo Melones presenta intercalaciones lutíticas, con porosidades entre 8% y 30% (fig.4).

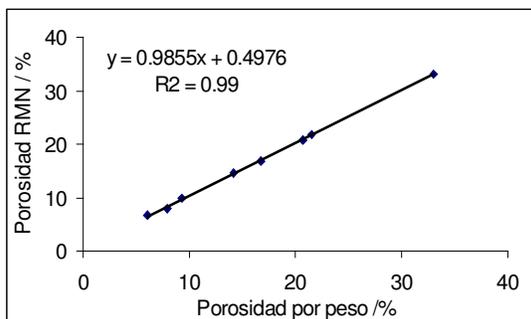


Fig. 4 Porosidad RMN vs. Porosidad convencional (por peso)

La saturación irreducible de agua correspondiente es de alrededor de 40%, mostrándose nuevamente una excelente correlación entre las medidas convencionales y las correspondientes por RMN (fig. 5).

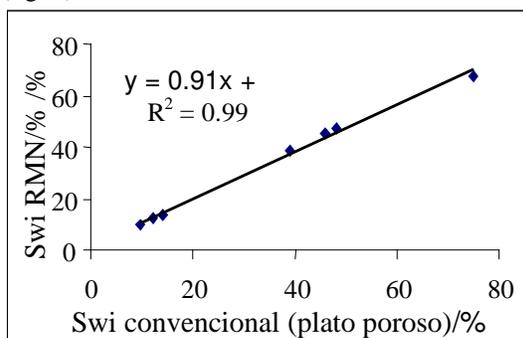


Fig. 5 Swi RMN vs. Swi convencional (plato poroso)

El T2 de corte óptimo para el conjunto de muestras del yacimiento está por el orden de 5 ms (fig. 6).

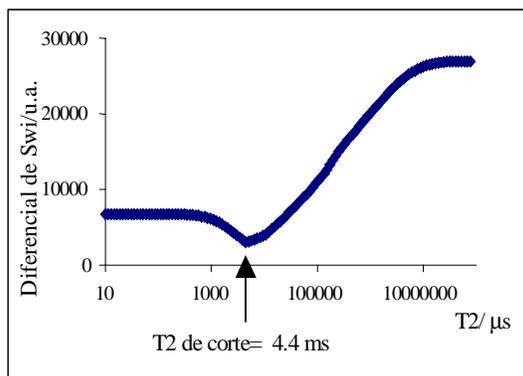


Fig. 6 T2 de corte óptimo

La viscosidad RMN [3,4] del crudo Melones está por el orden de los 380 cp. Este valor pudo ser corroborado por mediciones convencionales utilizando el equipo contraves (fig. 7)

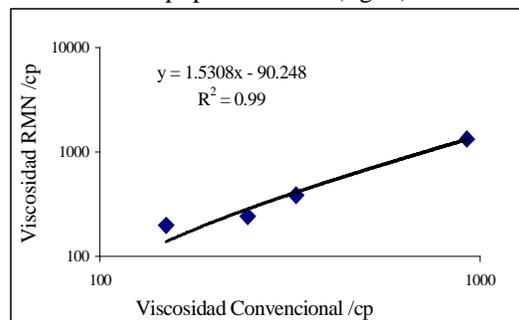


Fig. 7 Viscosidad RMN vs. Viscosidad convencional (Contraves)

La permeabilidad es mayor de 4100 mD.

Arenas consolidadas: Un representante característico de este tipo de arenas es el yacimiento C-4 en la formación Misoa del campo Lama, del Lago de Maracaibo. El mismo presenta una respuesta de RMN clásica, con un T2 de corte óptimo promedio de aproximadamente 37 ms, cercano al considerado standard para areniscas, el cual es de 32 ms. La tabla 2 muestra los diferentes valores del T2 de corte óptimo para las diferentes unidades de flujo, presentes en el yacimiento.

Tabla 2: T2 de corte por unidades de flujo.

Unidades de Flujo	T2 de corte óptimo (ms)
Unidad 1	62.32
Unidad 3	34.94
Unidad 4	25.21
Unidad 5	43.43
Unidad 7	38.95
Unidad 9	18.19

La porosidad de las arenas está por el orden del 21% (fig. 8).

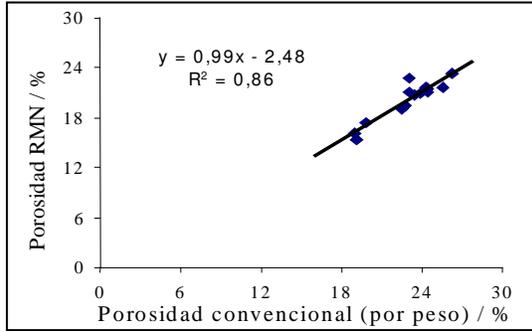


Fig. 8 Porosidad RMN vs. Porosidad convencional (por peso)

Las permeabilidades se sitúan por el orden de los 300 mD aproximadamente.

La saturación irreducible de agua varía según la facies litológicas, siendo su promedio de 20%. La (fig. 9) muestra la correlación existente entre S_{wi} por RMN y la correspondiente obtenida pesando la muestra después de ser ésta drenada por centrifugación.

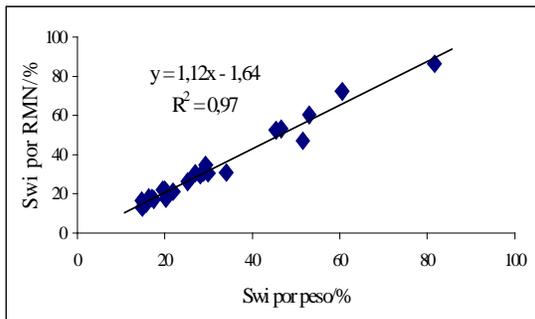


Fig. 9 Correlación de S_{wi} RMN vs. S_{wi} (por peso)

Adicionalmente, se pudo demostrar experimentalmente la existencia de una correlación entre el factor de formación y el correspondiente T_2 de corte de la muestra, como se aprecia en la (fig. 10). Lo cual constituye un aporte a la optimización de la ecuación de saturación de agua para el yacimiento.

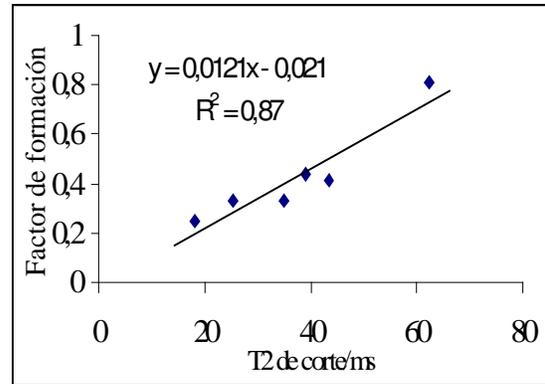


Fig. 10 Correlación entre el factor de formación y el T_2 de corte óptimo.

Conclusiones:

1. La RMN contribuye a determinar con alto grado de certidumbre la porosidad, permeabilidad y viscosidad del crudo en la formación, T_2 de corte óptimo y factor de formación.
2. RMN por proporcionar valores independientes de la litología, se puede aplicar en la evaluación de diferentes tipos de formaciones del país.
3. Los estudios realizados en el laboratorio apoyan sustancialmente las correlaciones núcleo perfil.
4. La determinación del factor de formación por RMN, brinda apoyo a la determinación de las ecuaciones de saturación y balance de materiales del yacimiento.

Referencias Bibliográficas

1. Romero P., Rodrigues P. y Alcócer Y., "Use of Nuclear Magnetic Resonance for Hydrocarbon Characterization". Journal CODICID, Vol. 2, N. 1, December 2000.
2. Romero P., Golindano Y., Cedillo I., Azpirtxaga I. y Perernau A., "NMR as tool for reservoirs characterization and lithofacies recognition". AAPG, New Orleans, 17-19 de abril de 2000.
3. Romero P. y Quintairos M., "New applications of NMR in understanding heavy oil behavior". SPE 69696, ITOHOS, 12-14 de marzo de 2001.
4. Rodrigues P. y Romero P., "Estimation of Fluid Properties Using NMR Correlations in

Berea Rocks". SPE 69608, 25-28 de marzo
de 2001.



Enhanced Oil-In-Place Estimates In Electrically Anisotropic Reservoirs Using New Multicomponent Induction Log Data

Berthold F. Kriegshäuser, Baker Atlas, Brazil, Otto N. Fanini, R. A. Mollison, L. Yu, Baker Atlas, U.S.A.

Abstract

Thinly laminated hydrocarbon reservoirs often exhibit electrical anisotropy associated with the hydrocarbons. These reservoirs are routinely encountered, for example, in deepwater turbidite environments. Detection, delineation, and accurate characterization of the reserves is challenging using conventional resistivity data. Conventional induction logging tools with transmitter and receiver orientation parallel to the borehole axis provide a resistivity that is biased towards the low resistivity of the shales. Therefore, interpretation based on these data may underestimate the oil-in-place. A correct determination of hydrocarbon volume and reservoir potential is essential to optimize field development and production. Therefore, Baker Atlas, under the sponsorship of Shell Technology E&P, developed a new multicomponent induction logging tool, 3DEXSM. This instrument comprises three mutually orthogonal transmitter-receiver coil configurations providing direct measurements to derive both horizontal and vertical resistivity of the formation. The vertical resistivity is more sensitive to the hydrocarbon sand resistivity than is the conventional horizontal resistivity. This allows an improved and enhanced quantification of oil-in-place estimates compared to conventional interpretation. The resistivity ratio, i.e., ratio of vertical and horizontal resistivity, can help distinguishing productive sand/shale sequences from non-productive intervals.

Introduction

A petrophysical interpretation based on conventional resistivity data is difficult in so-called low-resistivity low-contrast reservoirs. Conventional induction tools measure in a well that is drilled perpendicular to bedding the horizontal resistivity, Rh. For example, in laminated sand/shale sequences or sands with different grain size distributions, the horizontal resistivity, i.e., parallel to the formation bedding, is usually smaller than the vertical resistivity, Rv, which is perpendicular to the bedding (Schön et al., 1999) and more indicative of hydrocarbon content. In this case, Rh is biased towards the low resistivity of the shales. The vertical resistivity, Rv, however, is the volumetrically-weighted average of the sand and shale resistivity and is more indicative of the sand component. The horizontal and vertical resistivity in a sand/shale

sequence can be calculated as a function of shale volume (e.g., Klein et al., 1995)

$$R_h = \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} + \frac{V_{sa}}{R_{sa}} \right)^{-1} \dots\dots\dots(1)$$

and

$$R_v = V_{sh} R_{sh} + V_{sa} R_{sa} \dots\dots\dots(2)$$

R_{sh} and R_{sa} denote the shale and sand resistivity, and V_{sh} and V_{sa} are the corresponding volume fractions, i.e., V_{sh} + V_{sa} = 1. Following Klein et al. (1995) we can define a resistivity ratio as the ratio of vertical to horizontal resistivity, λ = R_v/R_h. In this context horizontal and vertical resistivities are defined as parallel and perpendicular to bedding (Fig. 1).

An accurate petrophysical evaluation based on the horizontal resistivity data is difficult because it can underestimate hydrocarbons present in laminated sands. Baker Atlas and Shell Technology EP commercialized a new induction logging tool (3DEX) that comprises three mutually orthogonal transmitter-receiver configurations yielding all necessary data to derive the horizontal and vertical resistivities of an anisotropic formation (Beard et al., 1998, Kriegshäuser et al., 2000). The transmitters induce currents in all three spatial directions and the receivers are measuring the corresponding magnetic fields (H_{xx}, H_{yy}, and H_{zz}). Figure 2 shows schematically the coil configuration and induced current pattern of the new instrument.

Sensitivity Analysis

We performed a brief sensitivity analysis of horizontal and vertical resistivity (Rh, Rv) as a function of shale volume with respect to shale volume (Vshale), shale resistivity (Rshale), and sand resistivity (Rsand). The shale and sand resistivities are 1 and 10 Ohm-m, respectively. The top and bottom panels of Figure 3 depict the sensitivity factors for Rh and Rv. A sensitivity factor of 1 indicates a direct proportionality to this parameter, while a factor close to zero represents no sensitivity of the resistivity response to this formation parameter.

The top panel clearly shows that Rh is very sensitive to both shale volume and shale resistivity, but not very sensitive to the sand resistivity for shale contents greater than 20%. The vertical resistivity, however, is very sensitive to the sand resistivity (bottom panel)

Applications Based On Multicomponent Induction Log Data

and less sensitive to the shale parameters. Therefore, R_v allows calculation of the sand resistivity more accurately and reliably.

Case Studies

We discuss two case histories where we interpreted 3DEX logging data in thinly laminated sand/shale sequences. In the first example, we logged the 3DEX in a horizontal producer in pipe-conveyed mode. In the second example we acquired the data in a deep-water turbidite environment in the Gulf of Mexico. In both cases, interpretation based on 3DEX data resulted in approximately a 30% increase in the hydrocarbon reserves estimate compared to conventional interpretation.

North Sea

A prototype 3DEX was run in a horizontal producer in the North Sea. The well penetrated the Ness and Etive formations and encountered a thinly laminated sand/shale sequence in the Upper Ness. Laminated sand/shale packages of a few feet thickness commonly occur in the Upper Ness formation unit of the Brent reservoir. These laminated sand/shale intervals can represent levee, crevasse splay or overbank sheet sands in the proximity of deltaic channels, or the lower portion of washover fans in a lagoonal environment and are expected to give rise to resistivity anisotropy.

The objective of this field test was to obtain reliable resistivity data, to be verified with external data, from which improved hydrocarbon saturation could be computed. The 3DEX instrument was logged successfully in a pipe-conveyed mode together with other standard wireline devices, such as Gamma Ray, Caliper, Z-density, Neutron-density, and array induction, HDIL.

Figure 4 shows the 3DEX inversion results and HDIL-focused resistivity data together with other wireline data for the Upper Ness. The relative deviation angle over this interval between the borehole trajectory and formation layering is about 80° . The first track in Figure 4 shows the caliper and Gamma Ray logs. The third track depicts the z-density and compensated neutron data. The GR/density-neutron logs show two thin, relatively clean sands from 90 to 105 ft and 270 to 285 ft along hole (ah). The true vertical thickness of these sands is around 4 ft. For the two sands the horizontal and vertical resistivities are between 17 and 40 Ohm-m, respectively. These horizontal resistivities are consistent with the resistivities from a nearby vertical well. The resistivity ratio (R_v/R_h) in the sands is approximately 1.5, which could reflect intrinsic sand anisotropy. In the Upper Ness the GR/Den/Neut data

also depict two thinly bedded sand/shale sequences between 125 to 180 ft and between 215 to 250 ft ah. Over these intervals the horizontal resistivity derived from 3DEX data is in the range between 5 and 7 Ohm-m. However, the vertical resistivities over the same intervals are between 30 and 50 Ohm-m, giving rise to large anisotropy values. In general, the oil saturation in these laminated zones can be underestimated, because the measured resistivity by a conventional induction tool, R_a , in a horizontal hole is the geometric mean of R_h and R_v , $R_a = \sqrt{R_h * R_v}$, and R_h is fairly low. From the 3DEX inversion results, it is apparent from the high R_v values that these zones are potentially hydrocarbon bearing. Combining both R_h and R_v from 3DEX data with a laminated sand/shale evaluation method substantially improves the petrophysical analysis compared to an analysis based solely on conventional resistivity data.

The 3DEX inversion results, i.e., R_h and R_v , were evaluated using a laminated shaly sand evaluation method. Details for this petrophysical scheme can be found in Mollison et al. (1999) and Schön et al. (1999).

The comparison of the standard versus 3DEX-based petrophysical evaluation of the Upper Ness is shown in Figure 5. The left and right tracks correspond to the standard and 3DEX method, respectively. The middle track shows the neutron and density data. Using horizontal and vertical resistivities computed from 3DEX significantly increased the hydrocarbon estimate (shown in red) in the thinly laminated section of the Upper Ness (Kriegshäuser et al., 2001).

Gulf of Mexico

3DEX was run in a URSA main well and sidetrack well. The main objective of the field test was to improve evaluation of the thinly laminated sand/shale intervals of the deepwater turbidite sequences utilizing resistivity anisotropy measurements. The reservoirs are typically comprised of thick, high quality turbidite sands with porosities ranging between 24% to 30% and permeabilities between 200 and 800 mD. Figure 6 shows the horizontal and vertical resistivities of the main and sidetrack well computed from 3DEX data. Resistivity data from both wells indicate zones above the main reservoir that exhibit significant anisotropy. A petrophysical analysis based on 3DEX data indicates that approximately 30% of the net pay present in both wells is contained in high quality, thinly laminated turbidite sands (Mollison et al., 2001).

Applications Based On Multicomponent Induction Log Data

Conclusions

The multicomponent induction logging tool measures all necessary data to compute horizontal and vertical resistivity of an anisotropic formation. These resistivities can be easily incorporated in a tensor resistivity model to determine laminar sand resistivity. This allows a more robust and reliable estimation of oil-in-place estimates.

References

- Beard, D. R., van der Horst, M., Strack, K.-M., and Tabarovsky, L. A., 1998, Electrical logging of a laminated formation: International Patent WO 98/00733.
- Klein, J.D., Martin, P.R. and Allen, D.F., 1995, The petrophysics of electrically anisotropic reservoirs, paper HH in SPWLA 36th Annual Logging Symposium, Transactions: Society of Professional Well Log Analysts.
- Kriegshäuser, B., Fanini, O., Forgang, S., Itskovich, G., Rabinovich, M., Tabarovsky, L., Yu, L., Epov, M., and v. d. Horst, J., 2000, A new multicomponent induction logging tool to resolve anisotropic formations, paper D in SPWLA 41st Annual Logging Symposium Transactions: Society of Professional Well Log Analysts.
- Kriegshäuser, B., Fanini, O., Yu, L., v. d. Horst, J., and v. Popta, J. 2001, Improved shaly sand interpretation in highly deviated and horizontal wells using multicomponent induction log data, *accepted for presentation at SPWLA 41st Annual Logging Symposium*.
- Mollison, R., Schön, J., Fanini, O., Kriegshäuser, B., Meyer, H., and Gupta, P., 1999, A model for hydrocarbon saturation estimation from an orthogonal tensor relationship in thinly laminated anisotropic reservoirs, paper OO in SPWLA 40th Ann. Logging Symposium Transactions: Society of Professional Well Log Analysts.
- Mollison, R., Fanini, O., Kriegshäuser, B., Yu, L., Ugueto, G., and v. Popta, J., 2001, Impact of multicomponent induction technology on a deepwater turbidite sand hydrocarbon saturation evaluation: , *accepted for presentation at the SPWLA 42nd Annual Logging Symposium*.
- Schön, J. H., Mollison, R. A., and Georgi, D. T., 1999, Macroscopic electrical anisotropy of laminated reservoirs: A tensor resistivity tensor model: paper 56509, Trans. SPE ATCE.

Acknowledgments

Baker Atlas and Shell Technology EP jointly developed the 3DEX multicomponent induction logging

tool. The authors are indebted to Shell for permission to use their data for this paper. The authors would like to thank B. Corley, S. Forgang, A. Hördt, J. v. d. Horst, P. Gupta, G. Itskovich, J. v. Popta, J. Schön, and L. Tabarovsky, and for valuable contributions during the development of the 3DEX interpretation and processing schemes.

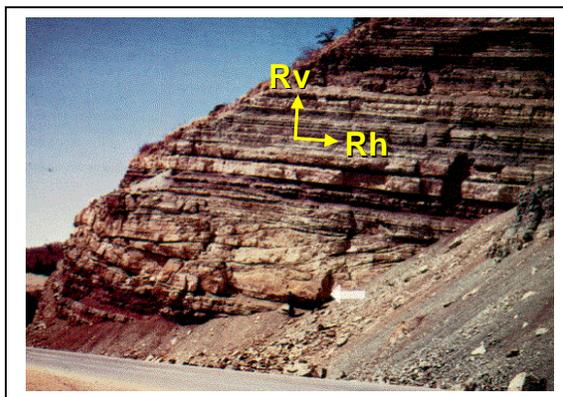


Figure 1: Horizontal formation resistivity, R_h , is parallel to bedding; vertical formation resistivity, R_v , is perpendicular to bedding.

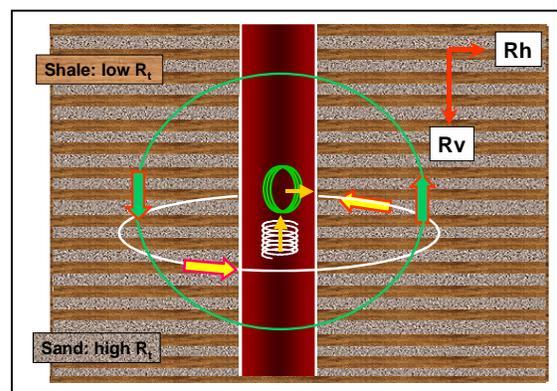


Figure 2: Conceptual current flow of the multicomponent induction tool depicted in a thinly laminated sand/shale sequence. The tool comprises three mutually orthogonal transmitter-receiver configurations measuring tensorial magnetic field components. In a well drilled perpendicular to bedding, the vertical magnetic field transmitter induces currents that flow parallel to bedding, thus the measured response will be biased towards the conductive shale layers. The currents induced by the two horizontal magnetic field transmitters, however, flow parallel and perpendicular to bedding. Therefore, the measured horizontal field responses are sensitive to the more resistive sand layers.

Applications Based On Multicomponent Induction Log Data

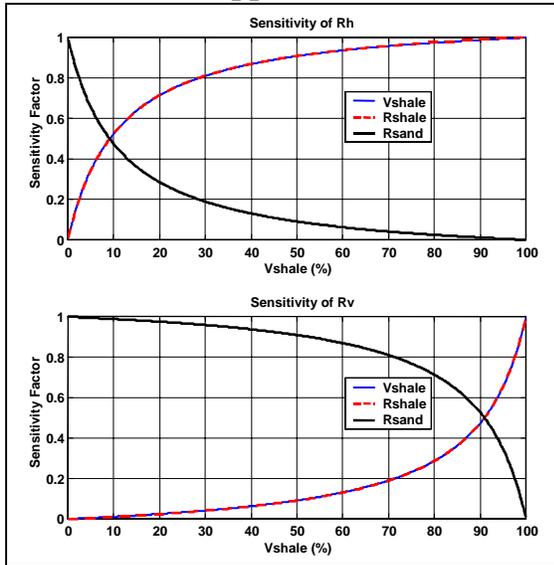


Figure 3: Sensitivity of Rh (top) and Rv (bottom) to shale parameters and sand resistivities. Rh is mainly sensitive to the shale component; the Rv response is dominated by the sand layer.

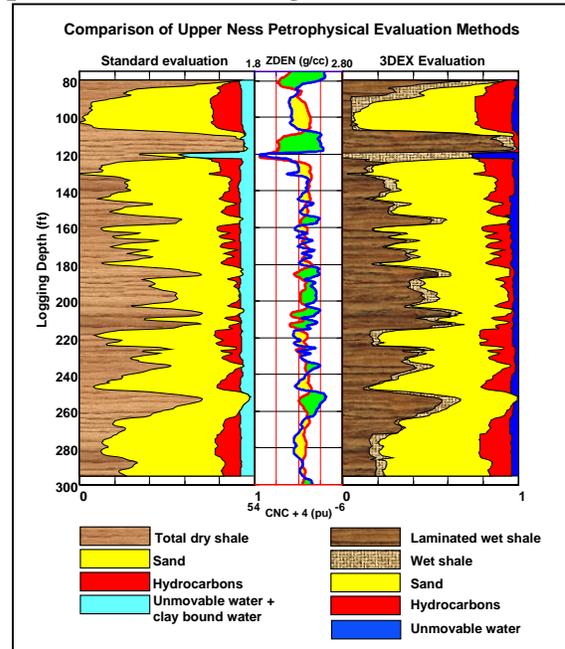


Figure 5: Comparison of standard versus 3DEX-based petrophysical evaluation of the Upper Ness. Using horizontal and vertical resistivities computed from 3DEX significantly increased the hydrocarbon estimate (red shading) in the thinly laminated section of the Upper Ness.

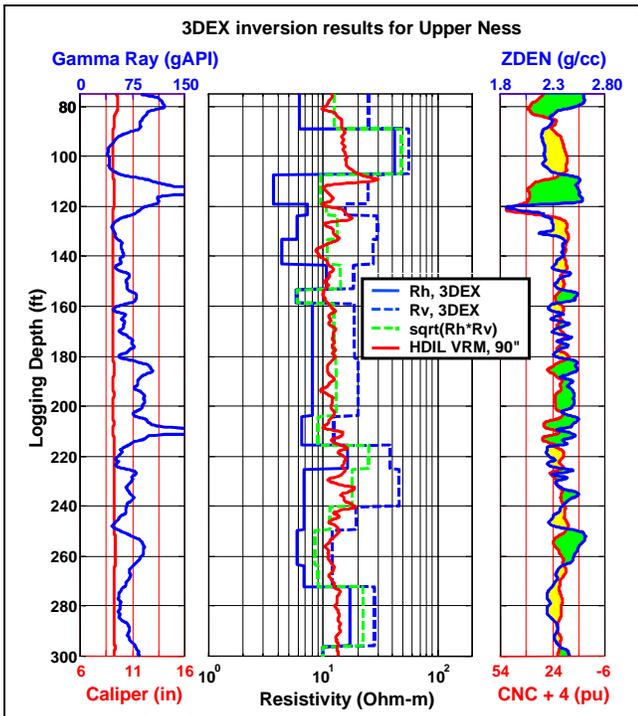


Figure 4: 3DEX inversion results for the Upper Ness section. The interpretation of 3DEX data revealed anisotropic zones between 125 to 180 ft, and between 180 to 250 ft. Over these intervals the horizontal resistivity derived from 3DEX data is in the range of 5 to 7 Ohm-m. However, the vertical resistivities over the same intervals are between 30 to 50 Ohm-m, giving rise to large anisotropy.

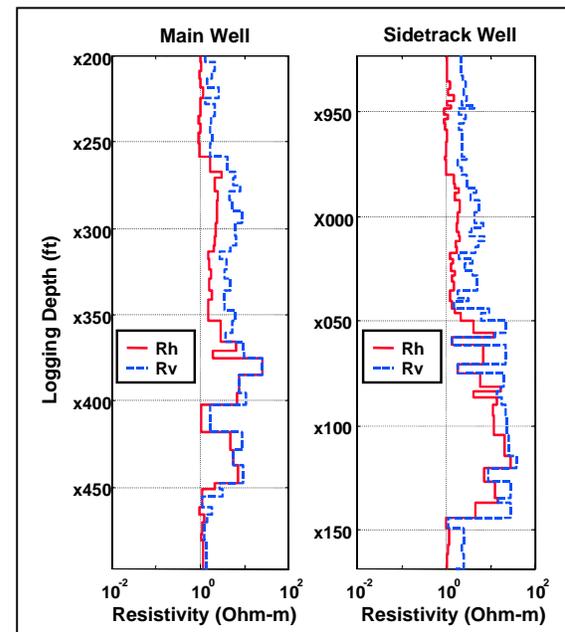


Figure 6: Horizontal and vertical resistivities for the URSA Main well and Sidetrack well. In both wells, 3DEX data revealed laminated sand/shale sequences that exhibited significant anisotropy.



Estimativa da Permeabilidade e da Porosidade Através de Rede Neural Artificial

Laércio Gouvêa Gomes, UFPa, laercio@ufpa.br

André Andrade, UFPa, aandrade@ufpa.br

Resumo

A busca de uma relação entre as propriedades físicas das rochas (resistividade, densidade, etc.) e as suas propriedades petrofísicas tem sido o objeto de estudo da geofísica de poço.

Uma relação clássica entre a densidade e a porosidade, baseada no balanço volumétrico, é bem estabelecida, mas, dependente do conhecimento *a priori* da densidade da matriz e da densidade do fluido. Uma relação analítica entre a densidade e a permeabilidade não foi estabelecida.

Uma forma de se estabelecer uma relação desconhecida entre duas grandezas é apresentada no formalismo das redes neurais artificiais, com treinamento supervisionado, destacando-se as redes neurais com função de base radial, que atuam na forma de um aproximador universal de funções.

Apresenta-se uma arquitetura de rede neural com função de base radial, com o objetivo de estimar uma relação entre a densidade e a permeabilidade. Esta arquitetura é utilizada também para o estabelecimento de uma relação entre a densidade e a porosidade.

Medidas de densidade, de porosidade e de permeabilidade, obtidas em laboratório, foram utilizadas para o treinamento e a aplicação das redes neurais aqui apresentadas.

Introdução

A porosidade e a permeabilidade são as mais importantes propriedades petrofísicas relacionadas à produtividade de um reservatório de hidrocarboneto.

A relação clássica entre a densidade e a porosidade implica no conhecimento *a priori* da litologia e do tipo de fluido. A densidade dos fluidos pode ter um efeito relativamente pequeno sobre o valor final da porosidade, o que não ocorre com a densidade da matriz, que para a sua definição é necessário a utilização da informação de outros perfis e nos casos de litologias complexas, pode até ser indeterminada. No caso da permeabilidade uma relação analítica com a densidade da rocha ainda não foi estabelecida.

Vários trabalhos buscaram estabelecer uma relação entre a permeabilidade e a porosidade (ARPAT, 1998; JAMIALAHMADI & JAVADPOUR, 1999; MOHAGHEGH & BALAN, 1995; WIENER, 1995) através da aplicação de redes neurais artificiais.

Um dos métodos para a obtenção de uma relação entre duas grandezas é estabelecido no for-

malismo das redes neurais artificiais com treinamento supervisionado, tendo como destaque as redes neurais com função de base radial, que atuam na forma de um aproximador universal de funções.

Neste trabalho, uma arquitetura de rede neural com função de base radial é apresentada, com o objetivo de estimar uma relação entre a densidade e a permeabilidade. Esta arquitetura de rede neural também é utilizada para a obtenção de uma relação entre a densidade e a porosidade da formação.

A obtenção da estimativa da porosidade e da permeabilidade são específicos para uma única formação, mas os intérpretes poderão aplicar a diretriz estudada no programa de rede neural apresentado neste trabalho, para a estimativa destas propriedades petrofísicas para outras formações.

Metodologia

A permeabilidade absoluta intrínseca é uma propriedade de todos os poros interconectados, na rocha reservatório. A permeabilidade de uma rocha que contém hidrocarboneto é provavelmente o parâmetro mais crítico na avaliação da sua produtividade. Desta forma, a permeabilidade é determinada no laboratório pela medida da pressão associada ao fluxo de um fluido viscoso que atravessa uma amostra de rocha. Os testes de laboratório, entretanto, não são aplicados para os materiais de testemunhos mal recuperados ou para as amostras de calha. Em tais casos, uma técnica para a estimativa da permeabilidade do reservatório torna-se absolutamente essencial.

A rede neural artificial possui a habilidade de aprender, imitando o método de aprendizagem usado no cérebro humano, para determinar as possíveis relações existentes entre os dados medidos pela geofísica de poço (os perfis) com a permeabilidade e a porosidade de uma rocha reservatório em um determinado campo petrolífero.

A idéia fundamental das redes neurais artificiais é a de simular, por meio de algoritmos matemáticos, o comportamento do cérebro humano quando este trabalha na solução de problemas triviais, mas que apresentam um tratamento bastante complexo e oneroso nos algoritmos convencionais. As redes neurais processam os dados e aprendem em paralelo, descobrindo relações altamente complexas entre várias variáveis, que são apresentadas a ela. As redes neurais podem produzir um mapeamento entre a entrada e a saída não importando a complexidade da relação entre elas.

Estimativa da Permeabilidade e da Porosidade Através de Rede Neural Artificial

Em uma rede neural artificial, a informação pode parecer ter representação redundante, porém, o fato dela encontrar-se distribuída por todos os elementos da rede significa, que mesmo que parte da rede seja destruída, a informação contida naquela parte ainda estará presente na rede e poderá ser recuperada. Portanto, a redundância na representação de informações em uma rede neural, diferente de outros sistemas, transforma-se em uma vantagem, que torna o sistema mais tolerante a falhas.

Os atributos de uma rede neural, tais como aprender através de exemplos, generalizações redundantes e tolerância à falhas, proporcionam fortes incentivos para a escolha das redes neurais como apropriadas para a aproximação na solução de problemas interpretativos da geofísica de poço.

A rede neural baseia-se nos dados medidos através das ferramentas de perfilagem para estabelecer um modelo geral para as informações a serem estimadas. Portanto, a fase de aprendizado deve ser rigorosa e verdadeira, a fim de se evitar modelos falsificados ou interpretações errôneas da rede. Todo o conhecimento de uma rede neural está armazenado nos pesos sinápticos, ou seja, nos pesos atribuídos às conexões entre os neurônios. Os dados devem ser separados para o treinamento da rede neural, esses dados são escolhidos arbitrariamente, a fim de que a rede aprenda as regras e não decore os exemplos. O restante dos dados só é apresentado à rede neural na fase de testes, ou de operação, a fim de que a rede possa deduzir corretamente o inter-relacionamento entre os dados.

A construção da arquitetura de uma rede neural de função de base radial (RBF) envolve basicamente três camadas totalmente diferentes. A primeira camada é a camada de entrada da rede, sendo constituída por nós de fonte, que são unidades sensoriais, ou seja, é a camada que receberá o conjunto de dados de densidade das rochas.

A segunda camada é a única camada oculta da rede e possui grande dimensão e a terceira camada é a camada de saída, que fornece a resposta da rede para os padrões (sinais) de ativação aplicados na camada de entrada.

Ocorre uma transformação não linear do sinal da camada de entrada para o sinal processado na camada oculta e uma transformação linear do sinal da camada oculta para o sinal na camada de saída da rede. A justificativa matemática para uma transformação não linear seguida de uma linear é que um problema de classificação, estabelecido em um espaço de grande dimensionalidade, tem maior probabilidade de ser linearmente separável. Quanto maior a dimensão da camada oculta, maior será a precisão na aproxima-

ção da função realizada pela rede, que produzirá um mapeamento suave entre a entrada e a saída da rede.

Neste trabalho, utilizou-se a rede RBF para a estimativa da permeabilidade e da porosidade da formação, com a entrada representada pelo perfil de densidade (ρ_b) e a saída d , pela permeabilidade ou a porosidade, conforme o caso. A situação geral do mapeamento entre a entrada e a saída, pode ser mostrada da seguinte maneira.

Dado um conjunto de N entradas diferentes $\{x_i \in \mathcal{R}^2 / i = 1 \text{ à } N\}$, que são os dados medidos da densidade da formação e um conjunto de N saídas $\{d_i \in \mathcal{R}^2 / i = 1 \text{ à } N\}$, que são os dados de porosidade ou permeabilidade, obtidos através da análise de testemunhos do poço, encontrar uma função $F: \mathcal{R}^N \rightarrow \mathcal{R}^1$ que satisfaça a condição de interpolação,

$$F(x_i) = d_i \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (1)$$

Desta forma, a superfície de interpolação F obrigatoriamente passará em todos os pontos dos dados de treinamento. A técnica da rede de função de base radial (RBF) consiste em escolher uma função F com a seguinte forma,

$$F(x) = \sum_{i=1}^N w_i \varphi(\|x - x_i\|) \quad (2)$$

Usando as condições de interpolação da Equação (1) na Equação (2), obtemos um sistema de equações lineares simultâneas para os coeficientes (pesos sinápticos) desconhecidos w_i ,

$$\Phi w = d, \quad (3)$$

onde Φ representa uma matriz ($N \times N$) de interpolação, com elementos φ_{ji} , na forma

$$\Phi = \{\varphi_{ji} / (j, i) = 1, 2, \dots, N\} \quad (4)$$

e

$$\varphi_{ji} = \varphi(\|x_j - x_i\|), \quad (5)$$

onde φ_{ji} é a função de base radial e $\|x_j - x_i\|$ é a norma euclidiana. Considere,

$$d = [d_1, d_2, \dots, d_N]^T; \quad (6)$$

Estimativa da Permeabilidade e da Porosidade Através de Rede Neural Artificial

$$w = [w_1, w_2, \dots, w_N]^T. \quad (7)$$

Assumimos que Φ é não-singular, ou seja, que existe uma matriz inversa Φ^{-1} . Resolvendo a Equação (3) para o vetor de peso sináptico w , obtemos

$$w = \Phi^{-1} d. \quad (8)$$

O teorema de Michelli (1986), mostra que há uma grande classe de funções de base radial, dentre elas, inclui-se a função gaussiana, na forma

$$\varphi(r) = \exp\left(-\frac{r^2}{2\sigma^2}\right) \quad \text{para um } \sigma > 0 \text{ e } r \in \mathfrak{R} \quad (9)$$

As funções de base radial caracterizam-se por possuírem os pontos $\{x_i\}_{i=1}^N$ diferentes, sendo isto exigido para a não-singularidade da matriz de interpolação Φ , independente dos valores dos N pontos de dados ou do tamanho dos vetores de entrada x_i .

Resultados

Os resultados obtidos neste trabalho mostram uma estimativa das relações da densidade com a porosidade e com a permeabilidade da formação. A Tabela 1 mostra os dados obtidos através de medidas em laboratório, indicando a densidade, a porosidade e a permeabilidade em função das profundidades das amostras no poço (BASTOS, 1993).

Assim, utilizando alguns dados aleatórios de densidade da Tabela 1 e admitindo-se que há uma relação entre a densidade e a porosidade da formação, podemos estimar a porosidade, através da rede neural com função de base radial (RBF).

A Figura 1 mostra o perfil de porosidade através da linha vermelha e a porosidade estimada pela aplicação da rede neural RBF através da linha azul, sendo que os dados de porosidade, medidos em laboratório, estão plotados através dos asteriscos (*) interligados pela linha vermelha e os pontos verdes, em círculos (o) interligados pela linha azul, mostrando a estimativa da porosidade no processamento realizado pela rede neural RBF.

Do mesmo modo, utilizamos alguns dados aleatórios de densidade da Tabela 1 como dados de entrada no treinamento da rede. Desta forma, a rede neural com função de base radial (RBF) foi capaz de produzir uma estimativa da permeabilidade.

Tabela 1 – Dados obtidos em laboratório.

Prof. (m)	ρ (g/cm ³)	ϕ (%)	K (mD)
2504.90	2.66	22.5	1050.20
2505.30	2.65	23.0	1417.60
2505.40	2.65	23.2	1468.60
2505.70	2.63	19.4	441.00
2505.90	2.66	20.3	348.30
2505.95	2.60	14.8	151.40
2506.25	2.65	23.1	1366.10
2506.80	2.69	16.2	812.40
2507.10	2.65	18.6	1022.30
2507.40	2.66	14.0	29.10
2507.60	2.71	10.0	5.10
2507.75	2.69	5.0	0.63
2508.55	2.74	3.3	0.10
2509.55	2.71	1.9	0.10
2509.70	2.72	1.6	0.10
2509.85	2.74	4.0	0.20
2510.20	2.72	10.8	54.10
2510.95	2.74	6.3	7.80

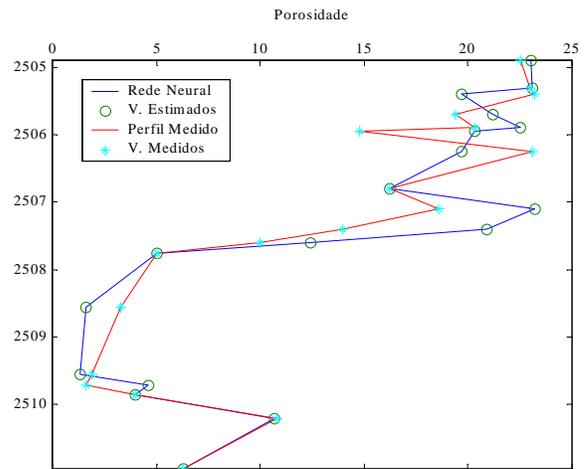


Figura 1 – Porosidade usando os dados de densidade através da rede neural artificial.

A Figura 2 mostra o perfil de permeabilidade através da linha vermelha e a permeabilidade estimada pela aplicação da rede neural RBF através da linha azul. Na aplicação da rede neural RBF foi utilizado como dado de entrada da rede a densidade da formação. Os dados medidos em laboratório estão plotados através dos pontos azuis, em asteriscos (*) interligados com linha vermelha e os pontos verdes, em círculos (o) interligados com linha azul, mostrando a estimativa da permeabilidade no processamento realizado pela rede neural RBF.

Estimativa da Permeabilidade e da Porosidade Através de Rede Neural Artificial

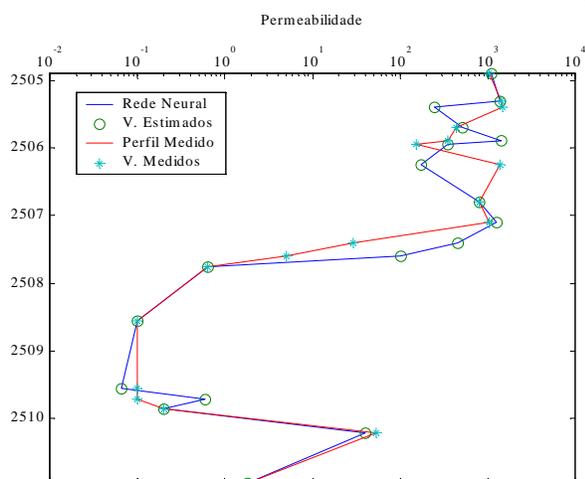


Figura 2 – Permeabilidade usando os dados de densidade através da rede neural artificial.

Conclusões

Este trabalho mostra que a rede neural RBF é capaz de estimar a permeabilidade e a porosidade da formação, utilizando medidas do poço obtidas em laboratório e um conjunto de dados aleatórios de densidade para o treinamento da rede.

Os resultados, tanto para a estimativa da permeabilidade quanto da porosidade, estão compatíveis com os resultados apresentados na literatura. A razão para os resultados obtidos deve-se ao fato de que os dados disponíveis são limitados. Esta observação concorda com outras encontradas na literatura se compararmos os dados utilizados neste estudo (10 pontos de treinamento e 08 pontos de prova), com os dados de estudos previamente mencionados na literatura (cerca de 130 pontos de treinamento e 20 pontos de prova) (WIENER, 1995; MOHAGHEGH et al., 1994b,1995). Entretanto, mais estudos relativos à estimativa da porosidade e da permeabilidade estão, atualmente, sob investigação.

Agradecimentos

Os autores expressam seus agradecimentos ao CNPq e ao convênio de infra-estrutura ANP/FINEP-UFPa.

Bibliografia

ARPAT, G. B., 1998. The neighborhood approach to prediction of permeability from wireline logs and limited core plug analysis data using backpropagation artificial neural networks. *Journal of Petroleum Science Engineering*, Vol. 20, p. 1-8.

BASTOS, A. C., 1993. Velocidades de ondas compressão e cisalhantes como indicadores de litologia e tipo de fluido contido em rochas porosas. Dissertação de Mestrado. CPGf-UFPa.

HAYKIN, S., 2001. *Redes Neurais – Princípios e Práticas*. Bookman Companhia Editora, 2ª Edição, Porto Alegre – Brasil.

JAMIALAHMADI, M. & JAVADPOUR, F. G., 1999. Relationship of permeability, porosity and depth using an artificial neural network. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, Vol. 26, p. 235-239.

MOHAGHEGH, S. & BALAN, S., 1995. Start-Of-The-Art in Permeability Determination From Well Log Data: Part 2 – Verifiable, Accurate Permeability Predictions, the Touch-Stone of All Models. SPE Eastern Regional Conference and Exhibition, Sept. 17-21, West Virginia, SPE 30979.

WIENER, J., 1995. Predict Permeability From Wireline Logs Using Neural Networks. *Petroleum Engineering International*, May. 18-24.

Estudo de Transmissores EM para aumentar a resolução da Sonda de Indução

João Augusto Pereira Neto, Universidade Federal do Pará, joaoauguston@bol.com.br, joaoneto@ufpa.br
 Om Prakash Verma, Universidade Federal do Pará, verma@ufpa.br

Abstract

The induction tool is used in order to determine the concentration of hydrocarbons in the formation. Thick layers reservoirs are easy to be investigated but there is a need to improve the resolution of the existing tools to investigate potentially thin alternating clay-sand sequences. This could be achieved by focusing a directed beam of the magnetic field in the formation. The type of field can be created by combining the magnetic dipoles in different configurations.

In this work we studied the generation of the directional and focused magnetic field with different combinations of two transmitters loops (two magnetic dipoles) so that the tool gets a better penetration depth than the current inductive tools being capable to delineate zones of fine layers.

Introdução

A ferramenta de indução é utilizada na perfilagem de poço com a finalidade de determinar a concentração de óleo na formação. A formação com camadas que são relativamente de grande espessura já foram bem tratadas, entretanto zonas com camadas finas intercaladas com argila e areia com bom potencial de hidrocarbonetos precisam ser investigadas. Por isso, é necessário melhorar a resolução da sonda de indução para delimitar camadas finas com maior precisão. Teoricamente, se uma sonda de indução apresentar o feixe do campo direcionado transversalmente ao eixo do poço, ela tem um bom potencial para melhorar a resolução vertical e aumentar a profundidade de investigação.

Neste trabalho estudamos a geração do campo magnético direcional na forma de um feixe fino através de diferentes combinações de duas

bobinas transmissoras (dipolos magnéticos) para determinar um arranjo que apresenta uma melhor focalização na perfilagem de indução.

Campo de Dipolos Magnéticos

Obtemos analiticamente o campo magnético de um dipolo magnético utilizando o potencial vetor magnético. Posteriormente, foram obtidos os campos dos diferentes pares de dipolos magnéticos por combinação vetorial dos dois campos gerados por dois dipolos magnéticos únicos

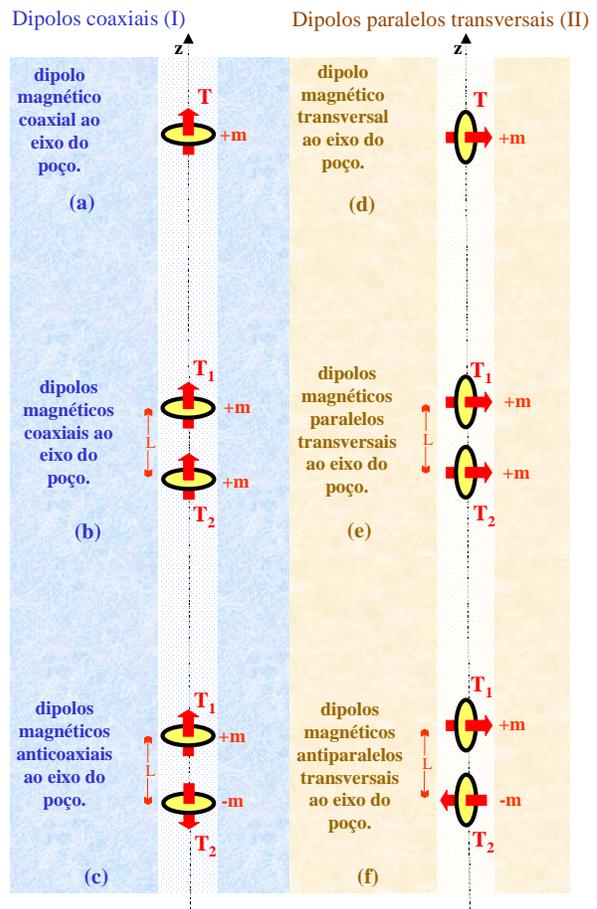


Figura 1 – Arranjos de dipolos magnéticos transmissores: (I) Arranjos coaxiais ao eixo do poço e, (II) Arranjos paralelos transversais ao eixo do poço.

Estudo de Transmissores EM para aumentar a resolução da Sonda de Indução

As configurações tratadas são as seguintes:

(I) dipolos magnéticos coaxiais ao eixo do poço (bobinas coaxiais) e, (II) dipolos magnéticos paralelos transversais ao eixo do poço (bobinas coplanares), ver Figura 1.

Para estas configurações mapeamos o campo magnético total e as suas componentes paralela (vertical) e normal (radial) ao eixo do poço num meio homogêneo isotrópico com frequência zero. Desta forma não temos atenuação do campo devido ao meio.

O campo magnético de um dipolo magnético axial e transversal em coordenadas cilíndricas são dados respectivamente pelas equações (1) e (2) Telford et all (1976):

$$\vec{H} = \frac{m}{4\pi (r^2 + z^2)^{5/2}} \left\{ r z \vec{i}_r + (2z^2 - r^2) \vec{i}_z \right\} \quad (1)$$

$$\vec{H} = \frac{m}{4\pi (r^2 + z^2)^{5/2}} \left\{ (2z^2 - r^2) \vec{i}_r + 3rz \vec{i}_z \right\} \quad (2)$$

Em que \vec{i}_r e \vec{i}_z são vetores unitários na direção r e z respectivamente e m é o momento de dipolo magnético.

O campo magnético total do sistema composto por dois dipolos magnéticos coaxiais ao eixo do poço em coordenadas cilíndricas (Figura 2) é definido por:

$$\vec{H}_T = \frac{3r}{4\pi} \left\{ \frac{m_1(z-z_1)}{[r^2 + (z-z_1)^2]^{5/2}} + \frac{m_2(z-z_2)}{[r^2 + (z-z_2)^2]^{5/2}} \right\} \vec{i}_r + \frac{1}{2\pi} \left\{ \frac{m_1[(z-z_1)^2 - r^2]}{[r^2 + (z-z_1)^2]^{5/2}} + \frac{m_2[(z-z_2)^2 - r^2]}{[r^2 + (z-z_2)^2]^{5/2}} \right\} \vec{i}_z \quad (3)$$

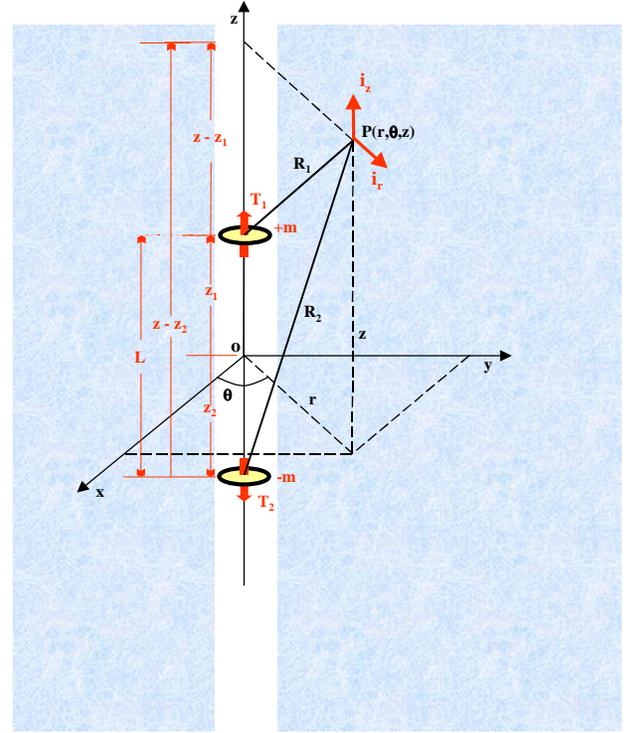


Figura 2 – Diagrama esquemático de dois dipolos magnéticos transmissores T_1 - T_2 em coordenadas cilíndricas.

O campo magnético total do sistema composto por dois dipolos magnéticos paralelo transversais é definido (Figuras 1e, 1f) na equação:

$$\vec{H}_T = \frac{1}{2\pi} \left\{ \frac{m_1[(z-z_1)^2 - r^2]}{[r^2 + (z-z_1)^2]^{5/2}} + \frac{m_2[(z-z_2)^2 - r^2]}{[r^2 + (z-z_2)^2]^{5/2}} \right\} \vec{i}_r +$$

$$+ \frac{3r}{4\pi} \left\{ \frac{m_1(z-z_1)}{[r^2 + (z-z_1)^2]^{5/2}} + \frac{m_2(z-z_2)}{[r^2 + (z-z_2)^2]^{5/2}} \right\} \vec{i}_z \quad (4)$$

Todos os sistemas de configurações mostradas na Figura 1 foram tratados numericamente. O valor da intensidade do campo magnético total resultante e suas componentes radial (coordenada r) e

Estudo de Transmissores EM para aumentar a resolução da Sonda de Indução

vertical (coordenada z) foram encontrados em um plano rz em coordenadas cilíndricas. Foram considerados os espaçamentos entre os dipolos magnéticos $L = z_1 + z_2$ e $z_1 = z_2$, isto é, os transmissores T_1 e T_2 encontram-se no eixo vertical z em posições simétricas em relação à origem ($z=0$)

Foi mapeada a direção do campo magnético total para as configurações da Figura 1 no espaço livre. Para os arranjos com dois dipolos magnéticos transmissores foram considerados os seguintes espaçamentos entre os dipolos magnéticos: $L=1m$, $L=1.2m$, $L=1.5m$ e $L=2m$.

Foi mapeada a direção dos campos magnéticos gerados pelos arranjos de dipolos magnéticos da Figura 1, ver Figuras 3, 4, 5, 6, 7 e 8.

Análise dos Resultados

Os arranjos de um dipolo magnético coaxial (Figura 4), dois dipolos magnéticos coaxiais (Figura 6) e dois dipolos magnéticos antiparalelos transversais ao eixo do poço (Figura 9) têm semelhantes disposições do campo magnético no plano que contem os dipolos. Os campos são perpendiculares ao eixo r na linha $r=0$ neste plano. Entretanto, os arranjos de um dipolo magnético coaxial ao eixo do poço e dois dipolos magnéticos coaxiais ao eixo do poço têm campo magnético simétrico nos 360° em torno do poço enquanto que o arranjo de dois dipolos magnéticos antiparalelos transversais ao eixo do poço necessita de diversas posições angulares para garantir um rastreamento sobre os 360° em volta do poço.

Os arranjos de um dipolo magnético transversal ao eixo do poço (Figura 5), dois dipolos magnéticos antioaxiais ao eixo do poço (Figura 7) e dois dipolos magnéticos paralelos transversais ao eixo

do poço (Figura 8) têm semelhantes disposições do campo magnético no plano que contem os dipolos. Os campos são perpendiculares ao eixo r na linha $r=0$ neste plano. Entretanto, no caso do arranjo de dois dipolos magnéticos coaxiais ao eixo do poço o campo magnético é simétrico nos 360° em torno do poço. Enquanto que, isto não ocorre nos outros dois casos anteriores que necessitam de diversas posições angulares para garantir um rastreamento sobre os 360° em volta do poço.

Conclusões

Esse estudo mostra um modo para gerar um campo magnético direcional para ser explorado para aumentar o poder de resolução da sonda de indução EM.

Bibliografia

Telford, W. N. et al, 1976 . Applied Geophysics. Cambridge University Press.

Nabighian, M. 1988. Eletromagnetic Methods in Applied Geophysics, Vol 1. Society of Exploration Geophysicists.

Agradecimentos

Meus sinceros agradecimentos ao Departamento de Geofísica da UFPa pela infraestrutura oferecida para desempenhar as atividades.

Estudo de Transmissores EM para aumentar a resolução da Sonda de Indução

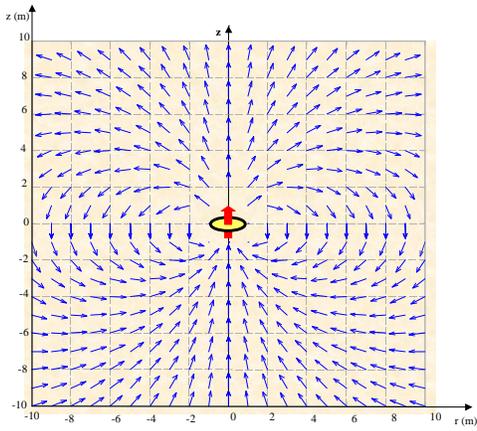


Figura 3 – Mapa de direção do campo magnético gerado por um dipolo magnético transmissor coaxial ao eixo do poço.

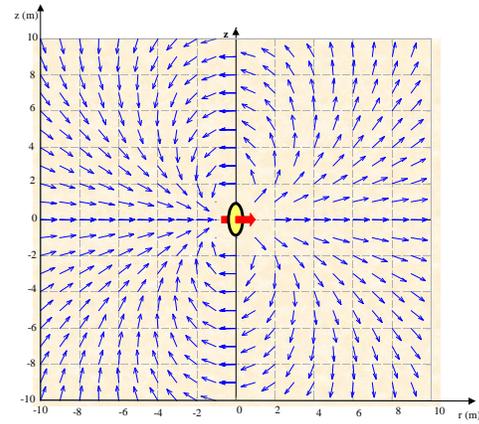


Figura 4 – Mapa de direção do campo magnético gerado por um dipolo magnético transmissor transversal ao eixo do poço.

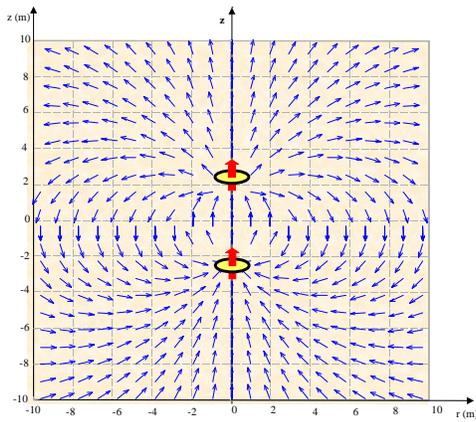


Figura 5 – Mapa de direção do campo magnético gerado por dois dipolos magnéticos transmissores coaxiais ao eixo do poço.

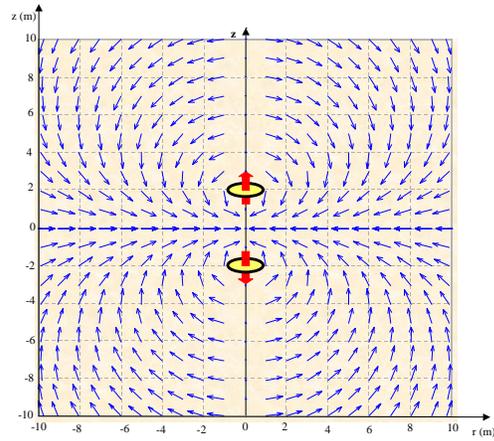


Figura 6 – Mapa de direção do campo magnético gerado por dois dipolos magnéticos transmissores antixiais ao eixo do poço.

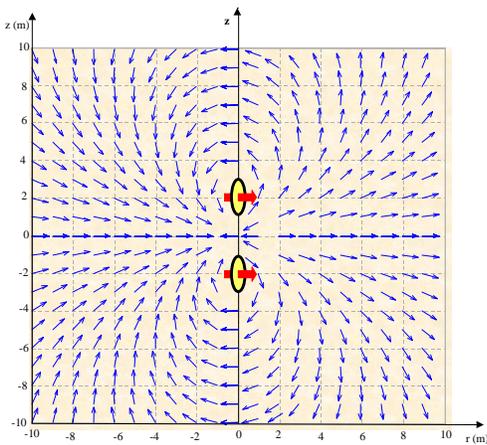


Figura 7 – Mapa de direção do campo magnético gerado por dois dipolos magnéticos transmissores paralelos transversais ao eixo do poço.

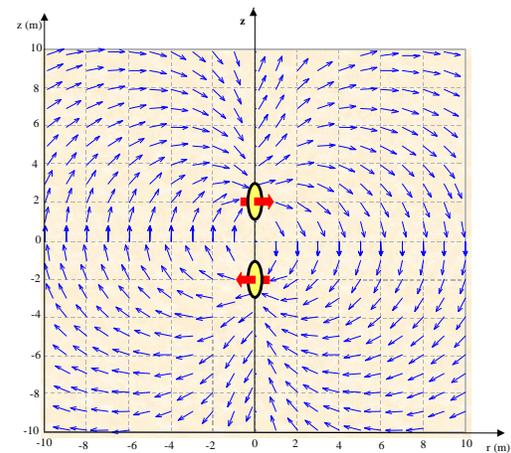


Figura 8 – Mapa de direção do campo magnético gerado por dois dipolos magnéticos transmissores antiparalelos transversais ao eixo do poço.



Influência da Temperatura Poço-Formação em Perfis Sintéticos da Ferramenta Normal Curta

Klaus Cozzolino, UFPA – Depto. Física, cozzolino@ufpa.br

Jadir da Conceição da Silva, UFRJ – Depto. de Geologia, jadir@igeo.ufrj.br

Abstract

The principal aim here is to show a transient thermal-resistivity log dependence. The simple short normal device was simulated by the finite element method to demonstrate that new corrections is needed. These features are presented when multilayer transient temperature is evaluated and applied to resistivity model. A simple 10 meters deep formation is simulated with 2D-thermal and resistivity model, composed by shale and sandstone reservoir with oil-water contact. Due to mud circulation, temperature dependence of apparent resistivity formation is evaluated and compared with the resistivity when mud-formation temperatures are the same (150°C). After well corrections, approximate relative errors between 4% and 40% are expected with the adopted model.

Introdução

Os perfis elétricos e eletromagnéticos são amplamente utilizados nas perfilações geofísicas de poços abertos com o intuito de avaliar regiões ricas em hidrocarbonetos. Entretanto, antes de avaliar o potencial do reservatório, os perfis carecem de algumas correções ambientais.

Diferenças de temperatura entre a lama e formação alteram as resistividades próximas ao poço e por conseguinte os perfis elétricos. Cozzolino (1999) realiza um ensaio dos efeitos transientes da temperatura nos perfis ILM e 6FF40 (Schlumberger). Para tanto usa o método convolucional entre fator geométrico e resistividades do modelo geológico. Seus resultados ilustram erros relativos entre 1% e 12% que podem estar mascarados pelo efeito da invasão do filtrado da lama nos trechos permo-porosos.

Os efeitos transientes da temperatura poço-formação, no perfil elétrico da ferramenta normal curta, foram avaliados em um trecho de 10 metros, constituindo um reservatório com contato óleo-água. Foi assumido uma mesma pressão dos fluidos existentes de modo a desprezar o efeito de invasão do filtrado da lama no meio permo-poroso. A Figura 1 resume os modelos elétrico e térmico, bem como as respectivas propriedades empregadas neste trabalho.

Resumo Teórico

O método misto, diferenças finitas (tempo) e elementos finitos (espaço), foi aplicado à equação diferencial da difusão do calor em coordenadas cilíndricas com simetria axial (Davies, 1986), i.e.

$$\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} = \frac{\rho c}{K} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (1)$$

onde $T=T(z,r,t)$ é a temperatura, K é a condutibilidade térmica, ρ é a densidade, c o calor específico e t o tempo. O meio foi discretizado com elementos triangulares e valores médios usados para as diferentes propriedades. O programa foi testado considerando o poço envolvido por uma formação infinita, homogênea e isotrópica. Os resultados obtidos em diferentes profundidades e tempos foram confrontados com as respectivas soluções analíticas encontradas em Carlaw e Jaeger (1986) e sintetizados na Figura 2. Desconsiderou-se em todos os cálculos os efeitos de radiação, convecção e a presença de fontes térmicas.

Dentre as inúmeras ferramentas elétricas a mais simples é a normal, composta de um eletrodo de corrente (A) e outro de potencial (M) no corpo da ferramenta, além de dois outros B e N que, para fins práticos, encontram-se no infinito elétrico.

A equação diferencial do potencial elétrico devido a uma fonte pontual de corrente, localizada em $r=0$ e $z=z_A$, é expressa em coordenadas cilíndricas (simetria axial) por

$$\frac{\partial^2 U}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial U}{\partial r} + \frac{\partial^2 U}{\partial z^2} = -RI \frac{\delta(r)\delta(z-z_A)}{2\pi r} \quad (2)$$

sendo R a resistividade do meio e I a intensidade de corrente elétrica. A equação (2) foi resolvida pelo método de elementos finitos para um meio discretizado por elementos triangulares. O potencial U , inserido na equação

$$R_a = 4\pi AM \frac{U(z_M, 0)}{I}, \quad (3)$$

fornece a resistividade aparente registrada pela ferramenta normal, sendo colocada a meia distância entre os eletrodos A e M. Nas Figuras 3 e 4 encontramos as comparações das soluções semi-

Influência da temperatura no perfil da normal curta

analíticas (Daniels, 1978; Drahos, 1984) com as soluções do programa de elementos finitos.

Com a circulação da lama, a temperatura da formação próxima ao poço é perturbada, alterando assim a resistividade do meio circunvizinho. Para incluir este efeito nos perfis, atribuiu-se às resistividades R_w (água da formação), R_m (lama) e R_{sh} (folhelho) a seguinte dependência com a temperatura

$$R_X(T(z, r, t)) = R_X(T_{ref}) \left[\frac{T_{ref} + 21.5}{T(z, r, t) + 21.5} \right]. \quad (4)$$

Excluindo o trecho de folhelho, as resistividades no arenito foram calculadas com auxílio da famosa equação de Archie

$$R_t = \frac{0.81R_w}{\phi^2 S_w^2} \quad (5)$$

onde S_w é a saturação em água, ϕ é a porosidade e R_w a resistividade da água da formação a uma temperatura de referência ($T_{ref}=150^\circ\text{C}$).

Metodologia e Resultados

Os perfis elétricos foram obtidos em tempos pré-determinados seguindo quatro etapas básicas:

- Obtenção da distribuição de temperatura poço-formação nos tempos de 1, 4, 8, 12, 24 e 48 horas, supondo a circulação da lama nas primeiras 8h com temperatura constante de 50°C e temperatura inicial da formação de 150°C .
- Alteração das propriedades elétricas dos fluidos e do folhelho devido à distribuição não uniforme de temperatura (equação (4))
- Geração dos perfis sintéticos
- Correção dos perfis devido ao efeito do diâmetro do poço.

Nas Figuras 5 e 6 verificamos as modificações do perfil elétrico normal em virtude da variação transiente da temperatura. O perfil mais à esquerda foi obtido para temperatura poço-formação homogênea igual a 150°C ($t = \infty$).

Para melhor visualizar as diferenças entre os perfis, fez-se uso da relação

$$\text{Erro}(z, t) \% = \frac{R_a(z, t) - R_a(z, \infty)}{R_a(z, \infty)} \cdot 100 \% \quad (8)$$

que representa o erro ou diferença relativa percentual entre os perfis. Podemos ver nas Figuras 7 e 8 como estes erros se comportam no tempo.

Conclusões

Este trabalho demonstra, de forma simples, que perfis elétricos sofrem uma razoável influência da distribuição não uniforme de temperatura, decorrente da circulação da lama durante a perfuração do poço. O efeito será mais pronunciado quanto maior for a diferença de temperatura poço-formação, bem como em situações de elevado tempo de circulação da lama. As diferenças relativas entre os perfis cresce com o tempo durante a circulação da lama e decrescem após seu término. As diferenças esperadas nos valores de resistividade encontram-se, aproximadamente, entre 4% e 40% no período de tempo simulado.

Referências

- Carlsaw, H. S. e Jaeger, J. C., 1986. *Conduction of heat in solids*. 2. Ed., Oxford University Press, p. 346.
- Cozzolino, K., 1999. *Influência Transiente da Temperatura Poço-Formação em Perfis de Resistividade (com invasão)*. 6º Congresso Internacional da SBGF, Rio de Janeiro, Resumos Expandidos, Session: Borehole Geophysics, paper: SBF01699, p.1-4
- Daniels, J. J., 1978. *Interpretation of Buried Electrode Resistivity Data Using a Layered Earth Model*. Geophysics, 43(5): 988-1001
- Davies, A. J., 1980. *The Finite Element Method: a first approach*, Clarendon Press. – Oxford, chapters 4 and 6
- Drahos, D., 1984. *Electrical Modeling of the Inhomogeneous Invaded Zone*. Geophysics, 49(10): 1580 -1585.

Agradecimentos

Os autores agradecem as Universidades Federais do Pará (UFPA) e do Rio de Janeiro (UFRJ), à FAPERJ através do projeto de pesquisa E-26/171.521/98, bem como ao CAPES através do PICDT.

Influência da temperatura no perfil da normal curta

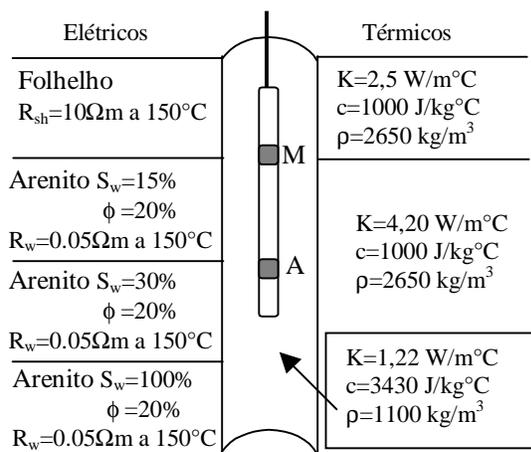


Figura 1: Modelo poço-formação usado no modelamento térmico e na geração dos perfis sintéticos. Cada trecho de formação à esquerda possui 2,5 metros. $R_m=0,75\Omega m$.

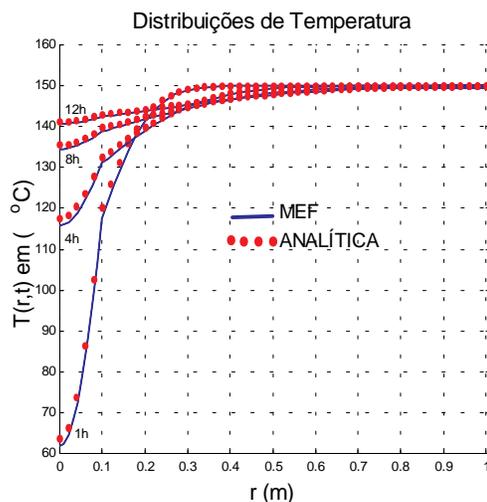


Figura 2: Comparação entre solução analítica e solução por MEF. Considerando o poço rodeado por uma formação infinita. Temperaturas iniciais são $50^{\circ}C$ para a lama e $150^{\circ}C$ para a formação.

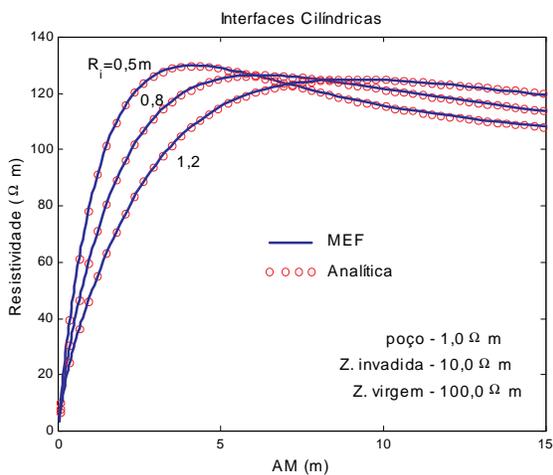


Figura 3: Comparação entre solução analítica e por MEF considerando poço zona invadida e zona virgem. AM é o espaçamento transmissor-receptor.

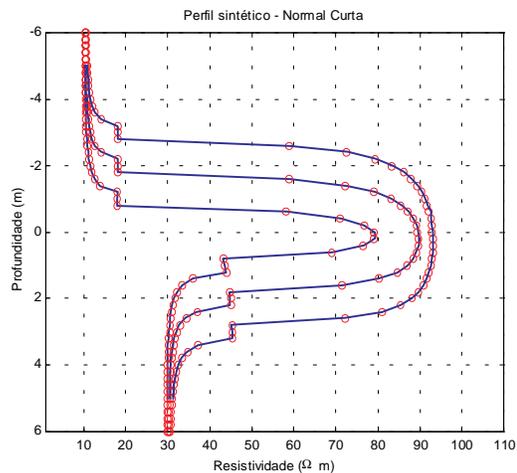


Figura 4: Comparação entre solução analítica e por MEF considerando camadas plano-paralelas com diferentes espessuras. $AM = 40cm$

Influência da temperatura no perfil da normal curta

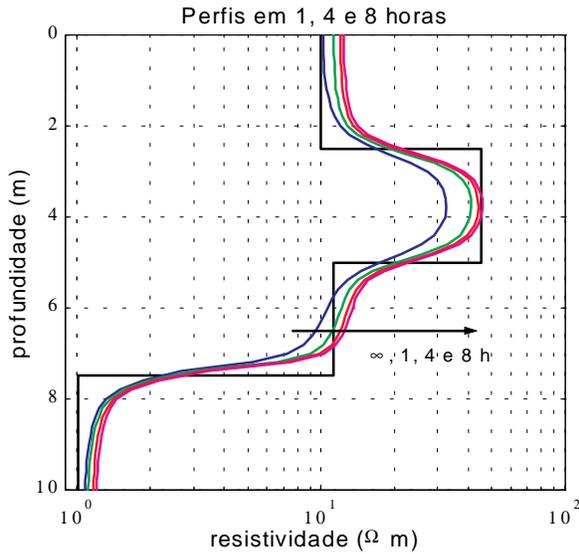


Figura 5: Perfis sintéticos da normal curta em diferentes tempos. A circulação da lama ocorre por período de 8 horas à uma temperatura fixa de 50°C.

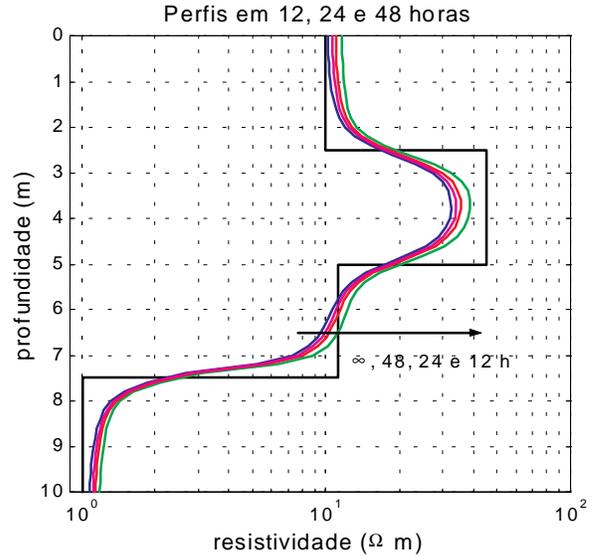


Figura 6: Perfis da normal curta em diferentes tempos. A circulação da lama ocorre por período de 8 horas à uma temperatura fixa de 50°C.

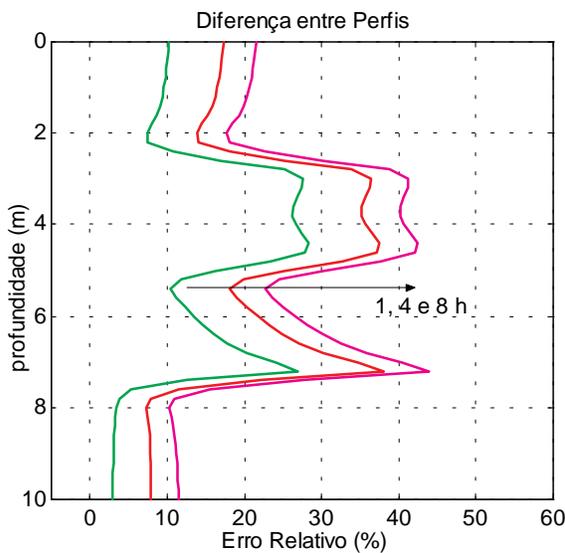


Figura 7: Erros relativos percentuais entre os perfis. O perfil de referência foi o obtido assumindo poço e formação com a mesma temperatura (150°C).

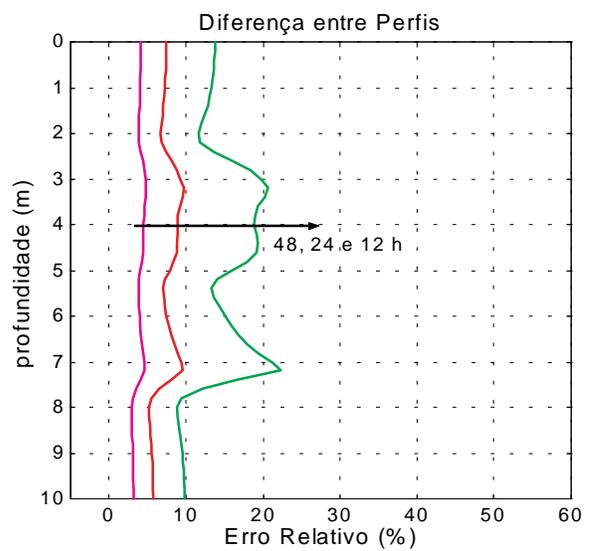


Figura 8: Erros relativos percentuais entre os perfis. O perfil de referência foi o obtido assumindo poço e formação com a mesma temperatura (150°C).



INTERPRETATION OF RESISTIVITY LOG IN FRESH-WATER AQUIFERS

Olivar A. L. de Lima, CPGG/UFBA, Geraldo G. Nery, HYDROLOG and M. Ben Clennell, CPGG/UFBA.

Abstract

We develop a new scheme for the interpretation of geophysical resistivity logs tapping fresh water aquifers. The procedure is based on a volumetric matrix-conductivity concept and on Bruggeman's equation for a concentrated mixture of "solid grains" in a continuous electrolyte. The bulk conductivity of this fully saturated sandstone is controlled by its effective porosity and pore tortuosities, by an equivalent grain conductivity resulting from the electrical double layers developed at clay-electrolyte interfaces, and by the conductivity of the electrolyte. The scheme assumes that the resistivity readings of an induction log or a laterolog, are the expressions of can be converted into the electrical characterization of the invaded and of the virgin zones of the aquifer. It also assumes that the effective porosity, and the native water and mud filtrate resistivities are known independently. The scheme has been satisfactorily tested with laboratory data on shaly sandstone samples and applied in the electrical log interpretation of wells drilled in the Recôncavo-Tucano basin of Bahia, NE Brazil.

Introduction

For many years, electrical logs have been used in the oil industry as a powerful tool, developed not only to estimate the porosity, clay content and permeability of a reservoir, but also its water resistivity and oil saturation. Although these techniques have also been used in hydrology, since the 50's, the quantitative evaluation of well logs tapping fresh-water aquifers present some special problems. Under fresh water conditions, neither the self-potential and the resistivity logs obey the semi-empirical equations proposed for oil reservoirs, normally containing brine or saline waters. This may explain the limited qualitative use of the well log technology in groundwater studies (Jones and Buford, 1951; Turcan Jr., 1962; Alger and Harrison, 1989; Paillet and Crowder, 1996).

The electrical conduction phenomenon in a granular porous medium is primarily caused by the transport of dissolved ions in its pore electrolyte, and also by the drift and diffusion of adsorbed cations on its pore walls. Under water-wet conditions these adsorbed ions develop a cloud or

electrical double-layer adjoining the solid-liquid interface. Thus, the bulk electrical resistivity of the medium (ρ_o) will be dependent on its textural elements such as porosity, pore geometry, clay distributions and surface morphology, as well as on the electrical properties of its pore fluid. In oil reservoirs, ρ_o is also dependent on oil saturation.

In most oil fields the water is saline and the conductive contribution due to adsorbed ions turns out to be constant. For such conditions simple semi-empirical equations were developed and successfully applied for reservoir evaluation (Waxman and Smits, 1968; Clavier et al., 1984, Lima and Dalcin, 1995). For fresh water aquifers, however, even the simple Archie's formula appears to fail in its application (Alger and Harrison, 1989). We recall that in the high salinity regime conduction is dominated by the pore fluid, whereas at the low salinity it is dominated by the clay double layers.

The main objective of this paper is to present a practical procedure for the quantitative analysis of resistivity logs run on fresh water reservoirs. This procedure is based on a modified form of the grain conductive model proposed by Lima and Sharma (1990; 1992) for a granular porous material that contains dispersed, conductive water-wet solids. The developed procedure for the low salinity behavior is satisfactorily applied to geophysical logs of wells drilled within the Recôncavo-Tucano basin.

Theoretical Basis

Many experimental laboratory results show that a plot of σ_o versus σ_w for a shaly sand is a smooth curve asymptotically linear for σ_w increasing to infinite. At low σ_w , it has a strong nonlinear behavior reflected by a convex-upwards increase in σ_o as $\sigma_w \rightarrow 0$. This behavior is mainly attributed to the fact that the electrical tortuosities along the free-pore channels and that in the shaly matrix are quite dissimilar (Sen et al., 1988) and operates distinctly: In the vicinity of $\sigma_w \rightarrow 0$ conduction is dominated by the matrix (strictly, cation migration within the surface double-layers) whereas as $\sigma_w \rightarrow \infty$ conduction is dominated by the pore fluid.

The most widely used and standard models in log analysis in the oil industry, that is consistent with this described behavior, are the W-S (Waxman and Smits, 1968) and D-W (Clavier et al., 1984) models. In such models the excess conductivity contributed by the shaly component increases with σ_w up to some

Interpretation of Resistivity Log

constant value after a critical value of σ_w . A very thorough review of all previous models that are consistent with the linear regime has been presented by Worthington (1985).

The grain-conductivity approach proposed by Lima and Sharma (1990, 1992) describes the bulk behavior of a shaly sandstone by means of the self-similar Bruggeman equation as

$$\sigma_o = \frac{\sigma_w}{F} \left(\frac{1 - \sigma_{cs} / \sigma_w}{1 - \sigma_{cs} / \sigma_o} \right)^m, \quad (1)$$

where $F = \phi_e^{-m}$, with ϕ_e as the effective porosity of the rock, σ_{cs} is an equivalent matrix conductivity for the sandstone, σ_w is the conductivity of its host fluid, and m the Archie's cementation exponent (Archie, 1942) is a nondimensional parameter that depends on the aspect ratio of the grains and of their topological configuration. Equation 1 reproduces Archie's equation when $\sigma_{cs} = 0$, and the W-S or D-W equations when the electrical conduction is dominant through the pore electrolyte (Lima and Sharma, 1990). By making use of an apparent formation factor, defined as $F_a = \sigma_w / \sigma_o$, equation (2) can be rewritten as

$$\frac{\sigma_{cs}}{\sigma_w} = \frac{1 - (F / F_a)^{1/m}}{1 - F_a (F / F_a)^{1/m}}. \quad (2)$$

Equation (2) has an appropriated form for use in quantitative log interpretation. It is useful to describe the effect of the electrolyte salinity on the conductivity of the sandstone matrix. It must be applied twice: (i) one for the virgin condition, where the formation is fully saturated with water of conductivity σ_w . Its apparent formation factor is $F_a^{(1)} = \sigma_w / \sigma_o$, where σ_o is the reading of a deep logging tool, such as the induction log or laterolog; (ii) another for the invaded zone with the mud filtrate of conductivity σ_{mf} . This has the apparent formation factor $F_a^{(2)} = \sigma_{mf} / \sigma_{xo}$, where σ_{xo} is the reading of a shallow logging tool, such as the short normal, spherically focused or micro-resistivity logs. Thus knowing ϕ_e , we can solve equations (2) iteratively, to get m and σ_{cs} along the depth of the well.

Well Log Results

Equation (2) is being applied to the petrophysical interpretation of water well logs from the Recôncavo-Tucano basin. Figure 1 shows the input data of a combined dual laterolog, gamma-ray and porosity logs, of a well penetrating the São Sebastião aquifer. The resistivity data has been corrected for

borehole invasion but not for adjacent bed effects (smearing effect in thin beds). The deep laterolog and the microspherical readings were converted, respectively, to σ_o and σ_{xo} . σ_{mf} was measured in the field and σ_w was derived from the SP deflection, assumed to be entirely of electrochemical origin. The effective porosity was determined from the neutron and density measurements.

In Figure 2 we shown the distribution of m and of the clay content in the main sand zones tapped by the well. The electrical clay content is compared to the one estimated from the gamma ray log (γ clay), using a conventional non-linear empirical equation (Asquith and Gibson, 1982). The overall correlation is satisfactory ($R^2 = 0,82$), but the γ clay estimates are generally higher. The clay content was estimated from σ_{cs} , assuming the shaly-coated approximation of Lima and Sharma (1992), and the resistivity of a pure shale selected within the logged interval. The m values are within the range of normal sandstone and in agreement with petrophysical measurements on some samples of the São Sebastião Formation.

Conclusion

The grain conductivity approach to represent clays and shaly coated matrix and their use in Bruggeman equation, is suitable for describing the electrical behavior of clay-dispersed shaly sandstone. The procedure is totally based on log data and is adequate for fresh water aquifers. Despite the limitation related to the assumed spatial distribution of clay (shaly-coated particles) the overall results suggest that the proposed approach can be extensively used for granular aquifer evaluation.

References

- Alger, R.P. and Harrison, C.W., 1989, Improved fresh water assessment in sand aquifers utilizing geophysical well logs. *The Log Analyst*, 30(1), 31-44.
- Asquith and Gibson, 1982, Basic well Log Analysis for Geologists, AAPG, *Methods in Exploration Series*.
- Clavier, C., Coates, G. and Dumanoir, J., 1984, Theoretical and experimental bases for the dual water model for the interpretation of shaly sands. *Soc. Pet. Eng. Jour.*, 4, 153-168.
- Jones, P.H. and Buford, T.B., 1951, Electric logging applied to groundwater exploration. *Geophysics*, 16(1), 133-138.
- Lima, O.A.L. and Sharma, M.M., 1990, A grain conductivity approach to shaly sandstone. *Geophysics*, 55(10), 1347-1356.

Interpretation of Resistivity Log

- Lima, O.A.L. and Sharma, M.M., 1992, A generalized Maxwell-Wagner theory for membrane polarization in shaly sands. *Geophysics*, 57(3), 789-799.
- Lima, O.A.L. and Dalcin, C.L.R., 1995, Application of a new shaly sand model for interpreting resistivity and dielectric log measurements. *The Log Analyst*, 36(2), 29-41.
- Paillet, F.L. and Crowder, R.E., 1996, A generalized approach for the interpretation of geophysical well logs in ground-water studies – Theory and application. *Ground Water*, 34(5), 883-898.
- Sen, P.N., Goode, P.A. and Sibbit, A., 1988, Electrical conduction in clay bearing sandstones at low and high salinities. *J. Appl. Phys.*, 63, 4832-4840.
- Turcan JR., A.N., 1962, Estimating water quality from electrical logs. *U.S.G.S. Prof. Paper 450-C*, Article 116.
- Waxman, M.H. and Smits, L.J.M., 1968, Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands. *Soc. Pet. Eng. Jour.*, 243,107-122.
- Worthington, P.F., 1985, The evolution of shaly-sand concepts in reservoir evaluation. *The Log Analyst*, 26(1), 23-40.

Acknowledgments

We thank PETROBRAS, CERB and HYDROLOG for supplying the logs used in this work. We also thank the Convenium CPRM-CERB/UFBA-FAPEX and CNPq for the financial support to this research.

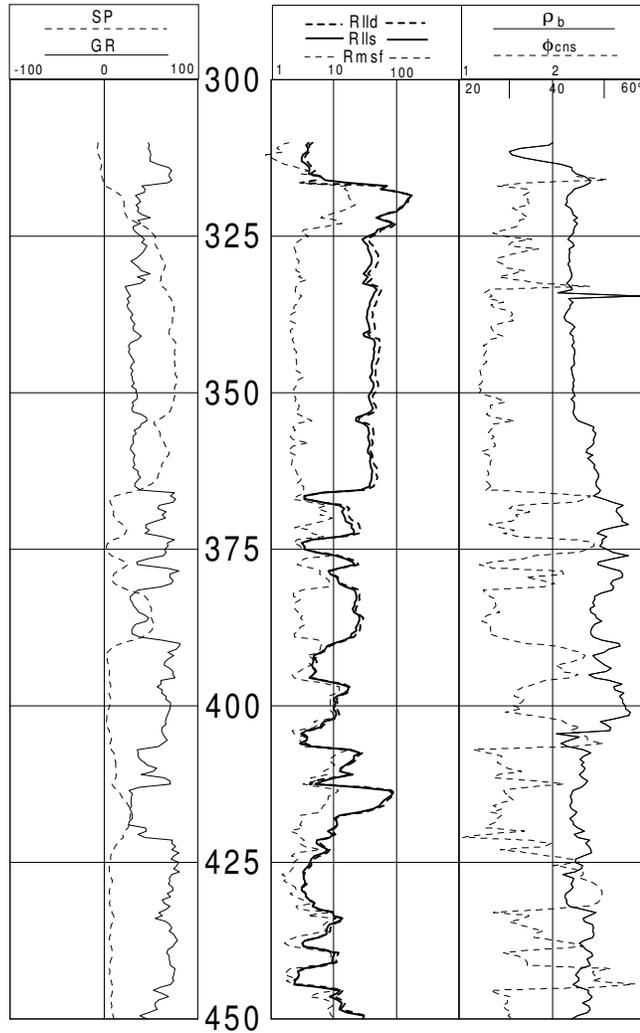


Figure 1 – Electrical, gamma-ray and porosity logs of a well tapping the São Sebastião aquifer in the Recôncavo basin.

Interpretation of Resistivity Log

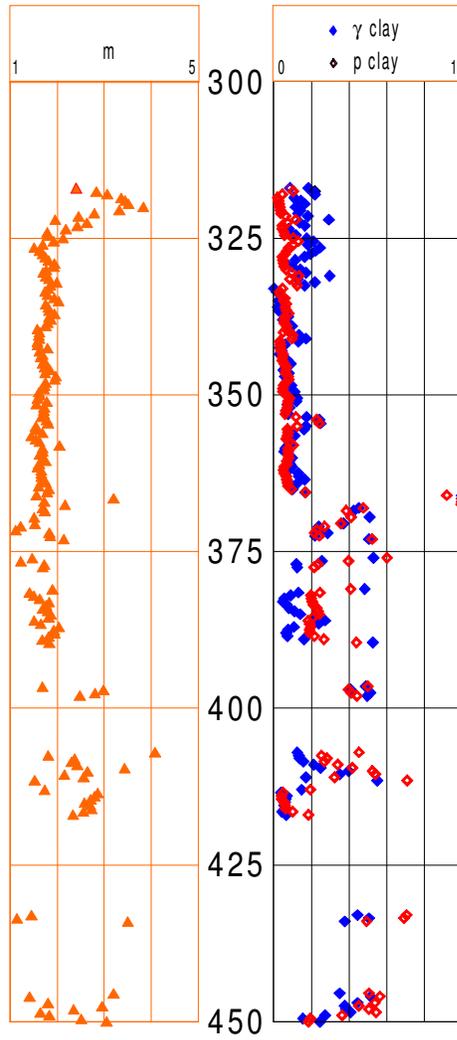


Figure 2 – Petrophysical results derived from the logs shown in Figure 1.



Número Atômico Efetivo das Formações via Perfil Nuclear de Poço

Jadir da Conceição da Silva, UFRJ, Brasil

Resumo

A medida do número atômico efetivo das formações (Z_{eff}) via perfis de poços é de fundamental importância para a avaliação de reservatórios complexos. Este parâmetro tem sido determinado indiretamente pelo perfil de índice fotoelétrico (P_e), como complemento do perfil de densidade. No entanto, a técnica em estudo tem algumas vezes aplicação questionável, devido à dificuldade de se estabelecer uma correlação confiável entre a razão CR das taxas de contagem nas janelas de baixa e alta energias do detector de longo afastamento e o índice fotoelétrico. Como alternativa, eu proponho um método mais eficiente capaz de determinar diretamente o valor de Z_{eff} baseado na análise da distribuição espectral de raios gama gerada por um algoritmo de elementos finitos. Prova-se que CR é melhor correlacionado com uma função quadrática do logaritmo de Z_{eff} , podendo ser facilmente determinado, em tempo real, pela inversão dos correspondentes valores de CR. Como exemplo, perfis de Z_{eff} e P_e são simulados em reservatórios complexos. Os resultados mostram que os melhoramentos obtidos são óbvios e devem-se principalmente à maior eficiência na seqüência do processamento dos dados obtidos pela sonda de densidade e à simplicidade do método de inversão proposto.

Introdução

Um dos principais desafios do atual estágio de desenvolvimento da perfilagem de poços para petróleo consiste na identificação de litologias em superfície. Uma forma corrente de vencer deste desafio é a determinação do número atômico efetivo (Z_{eff}) das formações (Serra, 1984). O perfil de índice fotoelétrico (P_e) estima este parâmetro (Bertozzi et al., 1981). No entanto, a correlação esperada entre as razões das taxas de contagens das janelas de baixa e alta energia do detector de longo afastamento da sonda de densidade (LDT) implica em valores inadequados de P_e . Como consequência disto, os valores de Z_{eff} também refletirão estes erros. Neste trabalho, eu proponho um método bastante simples de determinar diretamente e de forma mais eficiente o valor de Z_{eff} . Isto é feito através de um algoritmo de elementos finitos, desenvolvido exclusivamente para este fim. Demonstra-se que a forma de processar os dados obtidos com a sonda de densidade conduz a melhores resultados.

Metodologia

O método proposto por Bertozzi et al. (1981) considera que a razão (CR) entre as taxas de contagem $C_1^{(f)}$ e $C_2^{(f)}$ nas janelas de baixa e alta energias do detector de longo afastamento da sonda de densidade (LDT) é função apenas do número atômico efetivo das formações, isto é

$$CR(Z_{\text{eff}}) = \frac{C_1^{(f)}}{C_2^{(f)}} \quad (1)$$

Com base no comportamento desta curva em função do parâmetro P_e , Bertozzi et al. (1981) propôs a seguinte expressão:

$$CR(Z_{\text{eff}}) = \frac{\alpha}{P_e + \beta}, \quad (2)$$

onde as constantes α e β estão relacionadas com as taxas de contagem para tipos específicos de detectores e modelos de calibração (Tittman & Wall, 1965). No entanto, como mostra a figura 1(a), simulada a partir de algoritmo de elementos finitos (FEM) desenvolvido para este fim, esta relação implica em sérios erros quanto à estimativa de P_e . Já a figura 1(b) mostra que se a relação for feita diretamente com Z_{eff} , consegue-se melhor ajuste. Posto isto, torna-se evidente a proposição de nova metodologia para a determinação deste parâmetro. A curva de ajuste dos parâmetros, observada na figura 1(b), mostra claramente que os valores de CR são melhor correlacionados com uma função quadrática do logaritmo de Z_{eff} , ou seja,

$$CR(Z_{\text{eff}}) = \delta_1 + \delta_2 \ln(Z_{\text{eff}}) + \delta_3 [\ln(Z_{\text{eff}})]^2 \quad (3)$$

onde δ_1 , δ_2 e δ_3 são parâmetros a serem determinados pelos modelos de calibração. Para isso, basta simular três ou mais modelos litológicos, com valores conhecidos de Z_{eff} , e inverter o sistema a seguir

$$\begin{bmatrix} CR_1 \\ CR_2 \\ \vdots \\ CR_N \end{bmatrix} = \mathbf{A} \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \delta_3 \end{bmatrix} \quad (4)$$

onde a matriz $\mathbf{A}(N \times 3)$ tem como linha os valores $(1, \ln(Z_{\text{eff}})_i, [\ln(Z_{\text{eff}})_i]^2)$ correspondente ao i -ésimo modelo de calibração. A figura 1(b) mostra que os resultados desta inversão permitem estimar de forma bastante eficiente os valores de Z_{eff} .

Número Atômico Efetivo

Modelos Sintéticos

A metodologia proposta neste trabalho consiste das simulações dos valores de Z_{eff} e P_e em um modelo geológico e proceder as inversões das equações (2) e (3), cujos resultados são

$$Z_{eff} = \frac{1}{2} \left\{ \exp \left[-\frac{\delta_1}{\delta_3} - \sqrt{\left(\frac{\delta_2}{\delta_3} \right)^2 - 4 \frac{\delta_1 - CR}{\delta_3}} \right] \right\} \quad (5)$$

$$P_e = \frac{\alpha - \beta \cdot CR}{CR} \quad (6)$$

O modelo geológico proposto é uma seqüência de nove camadas plano-paralelas com espessuras dadas pelas figuras 2(a) e 2(b). A composição mineralógica das camadas perfazem valores reais de Z_{eff} e P_e mostrados nas respectivas figuras. A figura 2(b) mostra que o modelo de P_e da sonda LDT representado pela equação (6) (Ellis, 1987) não é eficientemente aplicável na determinação valor de P_e . Propõe-se, então, um novo modelo baseado na equação (5) para determinar primeiramente os valores de Z_{eff} (figura 2(a),) e só depois os valores de P_e (figura 2(b)) de acordo com a equação (7) abaixo, proposta por Bertozzi et al. (1981), Tittman & Wahl (1965), entre outros:

$$P_e = \left(\frac{Z_{eff}}{10} \right)^{3,6} \quad (7)$$

Embora as inflexões destas curvas denunciem com certa eficiência as diversas variações litológicas sugeridas pelo modelo, pode-se ver que mesmo este método resulta em valores errôneos. Por este método (LDT), o valor de Z_{eff} a ser determinado através da inversão da equação (7), resulta na expressão a seguir:

$$Z_{eff} = 10 \cdot \exp \left[\frac{\ln P_e}{3,6} \right] \quad (8)$$

A figura 2(a) mostra os perfis resultantes da equação (8). Percebe-se ali divergências substanciais com relação aos perfis da equação (5). Os resultados obtidos permitem afirmar que a determinação direta de P_e não conduz a boas estimativas de litologias. As diver

gências observadas nos valores de P_e sugerem a necessidade de um novo método para identificar litologia através da estimativa de seu número atômico efetivo, pois aí as melhorias são óbvias (figuras 2(a)).

Conclusões

Este trabalho introduz uma nova metodologia para auxiliar na identificação de litologias via perfis nucleares de poço. Um algoritmo de elementos finitos foi desenvolvido para simular as respostas da sonda de densidade (LDT), no que se refere aos valores do índice fotoelétrico (P_e) e do número atômico efetivo das formações (Z_{eff}). Os resultados obtidos levam-nos a afirmar que a determinação direta de P_e não conduz a boas estimativas de litologias, pois as divergências dos valores reais de P_e para os três modelos apresentados e os valores simulados são visíveis. Por outro lado, a opção pela determinação direta de Z_{eff} conduz a melhorias óbvias. Se à mesma se seguir a inversão dos valores de Z_{eff} com o intuito de determinar P_e , incorreremos novamente em sérios erros. Isto quer dizer que o parâmetro P_e não é fácil nem ideal para ser medido por meio de perfis de poço. Isto, por sua vez, justifica este novo esforço para identificar litologia através da estimativa do número atômico efetivo das formações.

Agradecimentos

O autor agradece o apoio financeiro da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Rio de Janeiro (FAPERJ) concedido por meio do projeto de pesquisa E-26/171.521/98.

Referências

- Bertozzi, W., Ellis, V., Wahl, J. S., 1981, The physical foundation of formation lithology logging with gamma rays, *Geophysics*, 46(10): 1439-1455.
- Ellis, D., 1987, *Well logging for earth scientist*, New York, Elsevier, 287p.
- Serra, O., 1984, *Fundamentals of Well-log Interpretation*, Amsterdam, Elsevier, 423p.
- Tittman, J., Wahl, J. S., 1965, The physical foundation of formation density logging (gamma-gamma), *Geophysical*, 30(2): 284 - 294.

Número Atômico Efetivo

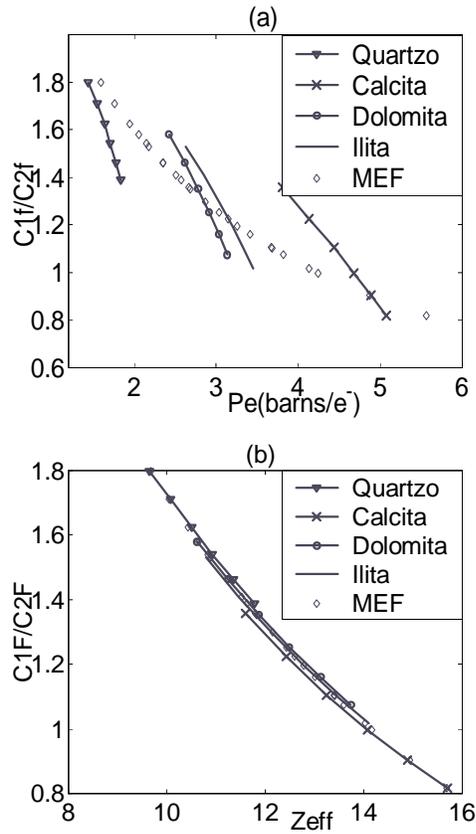


Figura 1: (a) Correlação entre as razões das taxas de contagem nas janelas de baixa e alta energia do detector de longo afastamento da sonda LDT e os valores de P_e . (b) A mesma correlação com os valores de Z_{eff}

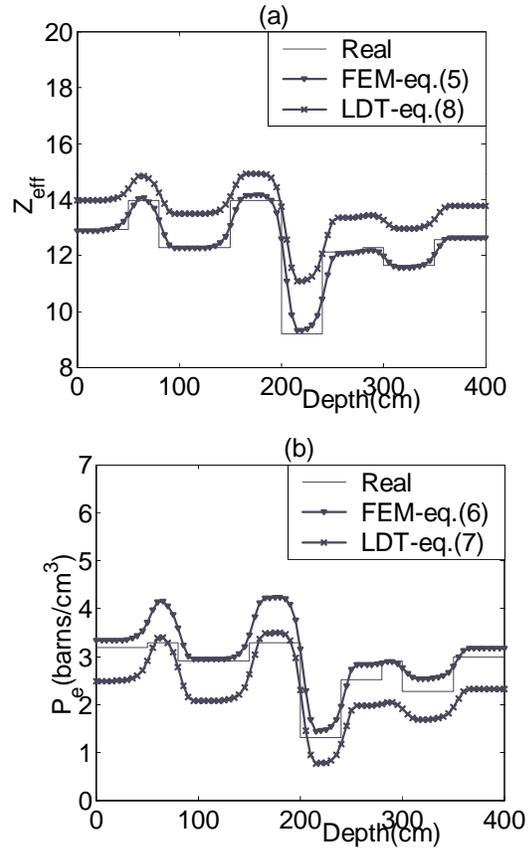


Figura 2: (a) Perfil dos valores reais, simulados e invertidos de Z_{eff} ; (b) Idem para os valores de P_e



Perfilagem de Produção em Poços Intermitentes

Paulo Alexandre Souza da Silva, UFPA, palexand@ufpa.br

André Andrade, UFPA, aandrade@ufpa.br

Abstract

Usually, the most of intermittent wells are producing in commingles completions, what represent a high source of troubles during the well production time. Production logging (PL) services can be performed successfully in intermittent wells with the development of a new well log analysis program, called PAINTWELL, which permits to use of the same tool string configuration than a conventional PL tools, following different acquisition procedures.

The PAINTWELL program, described in this work, is supported by the log time concepts to perform the PL operations. The procedures sequence is defined by the program before start the operation. It's part of this program:

- Job procedure.
- Real-time or memory wellsite data validation .
- Wellsite Quick Look interpretation.
- Final Log Interpretation.
- Production Methods improvement.
- Actions taken to recovery the well potential.

Introdução

Um poço comercial, após ser perfurado, é analisado em uma ou mais zonas de interesse, para ter sua completação finalizada, e entrar na fase de produção. O poço começa produzindo, geralmente, de forma natural e estável por um tempo considerável, onde perfilagens com as ferramentas PL (Production Logging) são utilizadas para o acompanhamento do perfil de produção. Em uma segunda etapa, começam a aparecer alguns problemas: diminuição da pressão do reservatório, produção de água ou de gás em detrimento da produção de óleo, entupimento de canhoneados, aparecimento de parafinas no interior da coluna, corrosão no revestimento e na coluna de completação, fluxo cruzado entre os diferentes reservatórios, etc. As soluções para esses problemas nem sempre são conseguidas em operações simples, muitas vezes são trabalhos bastante dispendiosos; inclusive com a recolocação da plataforma ou sonda no poço para sua recompletação, podendo até mesmo ser desenhado um método artificial de produção, que introduz equipamentos novos à completação original, tais como: bomba de fundo, mandril de gás-lift com válvulas ou orifícios, hastes mecânicas e injetores de vapor. Os métodos de produção artificiais são os

grandes responsáveis pela maioria das intermitências causadas em poços de petróleo. O correto funcionamento de um método artificial de produção se torna muito importante na recuperação do poço, e além dos problemas mecânicos e hidráulicos inerentes ao próprio método, também está passível de ser afetado pela mudança do perfil de produção dos reservatórios produtores.

O método de produção por levantamento artificial não contínuo através do mandril de gás-lift é um exemplo de poço intermitente, e está baseado no conceito da elevação de pacotes de fluidos dos intervalos produtores por meio de injeções de um determinado volume de gás no interior da coluna de produção, através de válvulas de comunicação entre coluna e o anular. Estas válvulas estão dispostas em diferentes profundidades e são operadas por pressão de gás no espaço anular em relação a pressão dentro da coluna. Portanto, a pressão no interior da coluna estará sendo periodicamente afetada pelas injeções de gás durante a produção dos pacotes de fluido do reservatório.

A impossibilidade de conseguir a estabilização das medidas (pressão, temperatura, vazão, densidade e constante dielétrica), colabora para a falha na delineação do perfil de produção, em perfilagens que foram executadas seguindo os convencionais procedimentos para perfis PL (diferentes velocidades da ferramenta PL em frente das zonas de interesse), em períodos de fluxo e de estática. As variações das medidas, impossibilitam a determinação das contribuições individuais dos intervalos produtores, uma vez que o regime de fluxo do poço não é constante; não sendo possível neste caso, a interpretação do perfil. Estas variações são inerentes aos poços intermitentes, daí então, a necessidade do desenvolvimento de um novo programa de análises para este tipo de poço, comumente encontrado nos campos petrolíferos maduros.

O programa PAINTWELL, aqui apresentado, utiliza o conceito do método de produção artificial do poço para estabelecer procedimentos operacionais para uma perfilagem de produção; onde a inovação deste programa está na observação estacionária dos sensores comuns a ferramenta PL, medidas nas profundidades de interesse, e que são definidas pela interpretação dos perfis RG (Raios Gama natural) e CCL (Localizador de Luvas).

PL em Poços Intermitentes

O programa de análises para poços intermitentes, PAINTWELL, trata de observações com medições em profundidade e no tempo da ferramenta PL, e não mais de simples perfilagem em profundidade, como realizado nos casos de poços estáveis. O PAINTWELL considera todos os eventos ocorridos no período de produção de uma forma contínua, inclusive aqueles relacionados ao método de produção do poço.

Metodologia

O programa PAINTWELL para uma perfilagem de produção em poços com método de produção por levantamento artificial não contínuo através do mandril de gás-lift, começa na determinação da periodicidade com que ocorrem as mudanças das medidas adquiridas pelos sensores da ferramenta PL. Uma vez verificada a periodicidade da curva da pressão, tanto no fundo do poço (Figura 1) quanto na superfície (Figura 2), posiciona-se a ferramenta PL nas profundidades de interesse, definidas pela interpretação dos perfis RG natural e CCL. A aquisição dos dados começa no fundo do poço, abaixo da profundidade do intervalo de interesse mais profundo. As próximas medições serão realizadas nos intervalos acima do intervalo anterior. A última medição, será então, realizada na profundidade acima do intervalo de interesse mais raso. Todos os sensores são analisados utilizando a superposição das curvas obtidas em um ciclo de produção.

A resolução e a precisão do perfil de produção estarão intimamente ligadas com a configuração compacta da ferramenta PL, com o tempo de duração de cada medida realizada e com o número de medidas estacionárias (estações). Um menor comprimento da ferramenta de PL proporcionará a observação de intervalos canhoneados muito próximos. O tempo de duração de cada estação é definido em função do período de ocorrência das intermitências ou dos disparos das válvulas (Figura 1). O tempo mínimo para a duração de cada estação é igual a duas vezes o tempo da duração do ciclo de produção. O número de medidas estacionárias será definido pelo número de zonas de interesse. A contribuição individual de cada zona canhoneada é determinada pela diferença da observação realizada em uma profundidade imediatamente superior a esta zona, em relação a uma observação realizada em uma profundidade imediatamente inferior a mesma. A somatória das contribuições individuais, interpretadas por PAINTWELL, resultarão no perfil de produção do poço.

O programa de análises PAINTWELL finaliza o estudo do poço intermitente, formulando sugestões para a melhoria do potencial do mesmo, tais como:

- Alteração da abertura do poço (choke).
- Recanhoneio ou ampliação de intervalos .
- Isolamento de algumas zonas produtoras.
- Recuperação do fundo de poço.
- Recuperação de Revestimento (Pack-off).
- Recuperação de tubos de produção.
- Limpeza do interior da coluna.
- Substituição de obturadores (Packer).
- Realização de novos testes de produção.
- Determinar mudança da coluna de completação.
- Fechamento do poço.

Resultados

Considerando que o poço se encontra com as válvulas de gás lift calibradas, levantando eficientemente os pacotes de fluidos, podemos afirmar que o poço se encontra em condições adequadas para que possa ser obtido um perfil de produção através do PAINTWELL. A Figura 1 mostra um típico ensaio que pode ser realizado para constatar que as válvulas de gás lift estão em seu ponto ótimo de trabalho. O ensaio consiste da visualização dos disparos sucessivos das válvulas, medidos por sensores de pressão e de temperatura localizados no interior da coluna de produção, à profundidade dos disparos. Observa-se que antes que a pressão se estabilize próximo da pressão do reservatório, ocorre o disparo seguinte, e assim sucessivamente; fazendo com que tenhamos o progressivo levantamento dos pacotes contendo fluidos pelo interior da coluna.

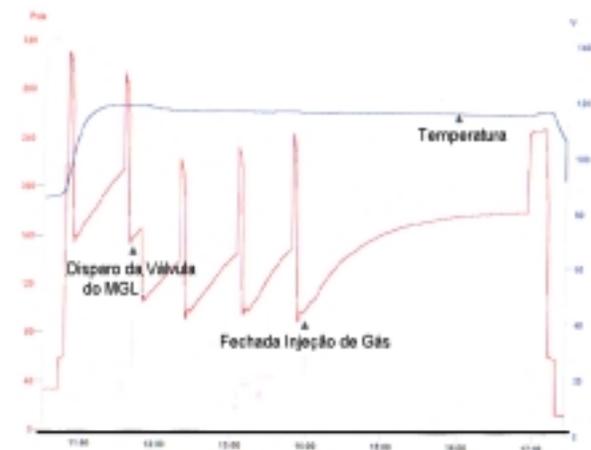


Figura 1 – Ensaio para a verificação da calibração das válvulas de gás lift.

PL em Poços Intermitentes

O comportamento de superfície do poço é mostrado pela carta de produção da Figura 2, que acompanha o histórico das pressões da cabeça do poço e do revestimento. Observamos que tanto a pressão do revestimento, correspondente a pressão da injeção do gás lift, quanto a pressão da cabeça do poço, são intermitentes. Entretanto, é possível verificar uma periodicidade dos eventos. O tempo de duração do ciclo, mostrada na carta de produção, é de aproximadamente 20 (vinte) minutos.

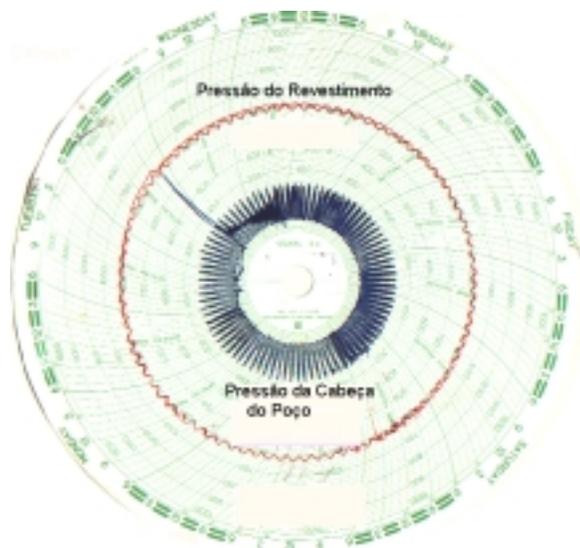


Figura 2 – Carta de Produção

No poço estudado, encontramos os seguintes intervalos canhoneados:

Intervalo 1	1683 m -	1686 m
Intervalo 2	1689 m -	1692 m
Intervalo 3	1702 m -	1705 m
Intervalo 4	1708 m -	1711 m
Intervalo 5	1736 m -	1742 m
Intervalo 6	1745 m -	1748 m

O programa de análises PAINTWELL, determinou as seguintes profundidades para a realização de medidas estacionárias com duração de 40 (quarenta) minutos:

Estação 1	1652 m	
Estação 2	1687 m	
Estação 3	1697 m	
Estação 4	1706 m	
Estação 5	1727 m	
Estação 6	1744 m	
Estação 7	1764 m	

Apresentamos as respostas dos sensores da ferramenta PL, nas diversas profundidades onde ocorreram as medidas estacionárias (Figura 3 à Figura 7).

A aquisição dos dados foi validada, uma vez que conseguimos adquirir medições precisas, por mais de um ciclo de produção. Observa-se que os sensores mediram valores compatíveis com valores de referência da área. Verifica-se também, que os instantes dos disparos das válvulas foram detectados por todos os sensores, em todas as medidas realizadas.

Uma interpretação qualitativa foi obtida a partir do processamento computacional das diversas medidas. Esta interpretação está relacionada com a análise por superposição das curvas, de onde se pode verificar que:

- não existe problema de fluxo cruzado (Figura 3).
- não existe produção durante 30% do ciclo (Figura 4).
- todos os intervalos chegam a tomar fluido durante o período em que não há produção (Figura 4).
- produção efetiva somente dos Intervalos 1,2,3 e 6 (Figura 4).
- Os intervalos 4, 5 e 6 apresentam temperaturas mais elevadas em relação a temperatura do fundo do poço, indicando produção de água (Figura 5).
- existem três zonas com densidades próximas a da água durante o período de produção: Intervalos 4,5 e 6 (Figura 6).
- No interior da coluna, na frente do Intervalo 1, observamos a presença de óleo durante todo o tempo do ciclo de produção (Figura 6).
- o interior da coluna fica com água (densidade próxima a 0.98 g/cc) em frente dos intervalos canhoneados 2,3,4,5 e 6, durante o período de não produção (Figura 6).
- O intervalo 6 possui constante dielétrica elevada, próxima a valores para água (80 UD), durante o período de produção (Figura 7).

A otimização do método de produção artificial é realizada, verificando as respostas dos sensores: medidor do fluxo (Figura 4) e pressão (Figura 3). Observa-se que somente em 70% do tempo (14 minutos) do ciclo de produção, os intervalos estão produzindo, e que não existe produção nos outros 30% do ciclo (6 minutos). Observa-se também, que o reservatório é induzido a produzir com um alívio de 80 psi na pressão do interior da coluna, causado pelo disparo da válvula do mandril de gás-lift.

PL em Poços Intermitentes

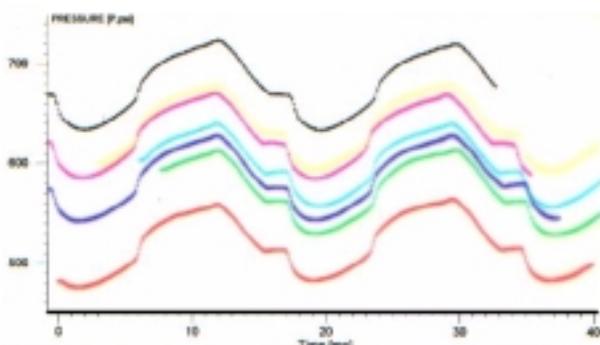


Figura – 3 Observações do sensor da pressão

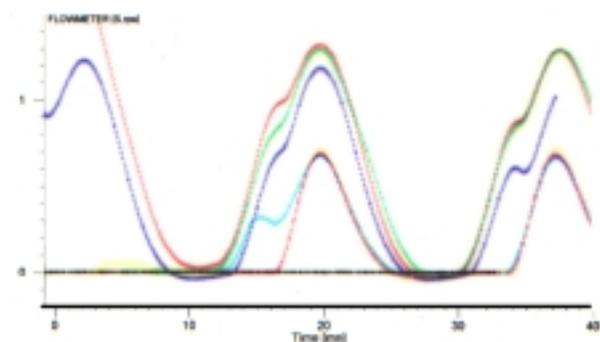


Figura – 4 Observações do sensor medidor do fluxo

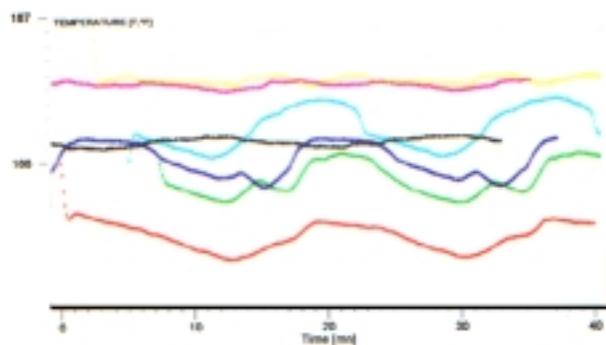


Figura – 5 Observações do sensor da temperatura

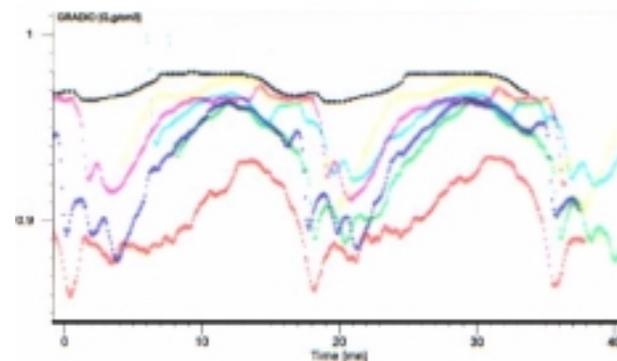


Figura – 6 Observações do sensor da densidade

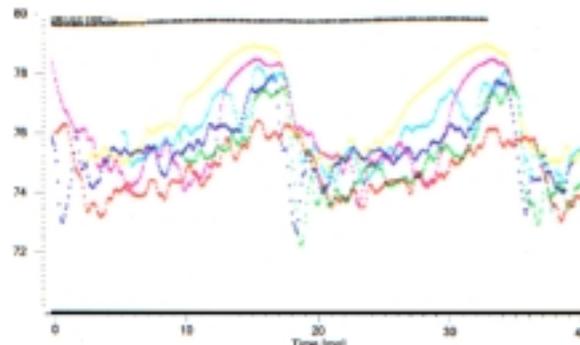


Figura – 7 Observações do sensor dielétrico

O programa de análises selecionou as seguintes sugestões para recuperar o potencial deste poço:

- Isolar o intervalo 6 (produtor de água).
- Recanhonar os intervalos 4 e 5.
- Diminuir o tempo de disparo das válvulas de gás-lift para 15 minutos.

Conclusões

1. Este trabalho mostra que pode-se realizar e determinar um perfil de produção para poços intermitentes.
2. Os procedimentos a serem seguidos são particulares para cada poço intermitente em estudo.
3. O tempo de duração de cada medida estacionária depende do método de produção.
4. O número de medidas estacionárias depende do número de intervalos de interesse.
5. A validação e a interpretação dos dados adquiridos são realizadas por observações em função da profundidade e do tempo.

Agradecimentos

Os autores expressam seus agradecimentos a CAPES e ao convênio de infra-estrutura ANP-FINEP-UFPA.

Referências Bibliográficas

Earlougher Jr, Robert O., Advances in Welltest Analysis, 1977, SPE Monograph Series, NY-USA.



Petrophysical Mapping by Artificial Neural Networks

Anna Ilcéa Fischetti, UFPa, ilcea@ufpa.br

André Andrade, UFPa, aandrade@ufpa.br

Stefan M. Luthi, TUDelft, s.m.luthi@citg.tudelft.nl

Abstract

Petrophysical mapping corresponds to defining the correct spatial equivalence between petrophysical properties of layers in oil wells, and the well logs from which they are estimated from. We present a methodology to do this kind of mapping – specifically the estimation of porosity – that is entirely independent of interpreter intervention.

Assuming a sand-shale geological model, we perform an automatic interpretation of the $\rho_B - \phi_N$ cross-plot by starting with an algorithm based on an artificial neural network with competitive layers. The objective is to obtain a log zonation and a porosity determination for all available wells, resulting in a porosity zonation log. In a second step, the spatial integration of all porosity zonation logs is accomplished through an artificial neural network with radial basis functions that automatically correlates the porosity zonation logs and performs a spatial porosity mapping.

The results are presented as cross sections, thereby illustrating the geometric disposition of the layers. The estimated porosity variations along the section are highlighted through characteristic color maps.

This methodology is developed and tested using well log data from the Lagunillas member in Lake Maracaibo, Venezuela.

Introduction

The increasingly higher number of wells in oil and gas fields, and the consequently larger volume of well log data, require more efficient interpretation algorithms of logs. These algorithms should integrate all information available from geology and borehole geophysics on a field-wide basis, and they should aid the interpreter in defining the reservoir geological model. Additionally, and perhaps more importantly, they should help him to efficiently develop strategies for the field development.

One of the fundamental steps in developing a reservoir model is well correlation. It is commonly but not always done with well logs. Some approaches at automating this process were developed recently (Andrade & Luthi, 1997; Luthi et al., 1995) using artificial neural networks with supervised learning, i.e. they learn from a set of training samples where the answer is known.

We approach this problem at present, by limiting ourselves to classical petrophysical logs (density and neutron) as input, and to porosity as the only output parameter in the mapping process. This approach may, however, be easily expanded further to include more sophisticated and geologically more relevant

input logs such as borehole images, nuclear magnetic resonance logs, or geochemical logs (Luthi, 2001). It may also be extended to include more geological output parameters such as mineralogy, bedding, or chronostratigraphy of the layers.

In a first step, we focus on the classification of the input logs to lithology (sand or shale) and porosity determination. For this, we make use of the $\rho_B - \phi_N$ cross-plot, and we produce a *porosity zonation* log. Although not strictly a lithological parameter, this log provides a measure of similarity, particularly in a depositional setting that is dominated by clastics (sand, shale), and where diagenesis has not differed greatly between various parts of the field.

The *porosity zonation* logs are then used in a horizon identification procedure that correlates them with a radial basis neural network. This results in a cross-section with the layer geometry and the porosity distribution as the third dimension, displayed in colors.

Methodology

Competitive Neural Networks

In competitive learning, output layer neurons compete with each other to produce a winner. This one then carries the output signal. At a given time, only one neuron is active. This characteristic of the competitive layers can be used to detect statistically significant signal patterns, and to classify them. The simplest architecture of an artificial neural network with competitive layers corresponds to one processing layer composed of competitive neurons that are completely connected to the input layer that is composed only by sensorial units. In other words, the various nodes in both input and output layers are all connected with each other.

To be the winner, the input potential (v_k) of neuron k , for input pattern x , has to be the largest value among all competitive layer neurons. The only output signal y_k , corresponding to the winner neuron, is assumed to be 1 (one) and the output signal of all the other neurons are null. Then, we can write the output signal as

$$y_k = \begin{cases} 1, & \text{if } v_k > v_j \text{ for all } j, j \neq k \\ 0, & \text{otherwise} \end{cases} \quad (1)$$

where the input potential represents the combined action of external stimulus and the signals of all the other neurons connected to neuron k .

A competitive neuron learns when the synaptic weights of its inactive input nodes are changed by its

Petrophysical Mapping by Artificial Neural Networks

active nodes. If a neuron does not answer to a particular input pattern, then no learning will happen in that neuron. If a particular neuron wins the competition, then each input node of this neuron liberates a certain portion of its synaptic weight and this liberated portion will be uniformly distributed among the active input nodes. In agreement with the competitive learning rule, the variation Δw_{kj} applied to the synaptic weight w_{kj} is defined by

$$\Delta w_{kj} = \begin{cases} \eta(x_j - w_{kj}), & \text{for } k \text{ winner} \\ 0 & , \text{ for } k \text{ loser} \end{cases} \quad (2)$$

where η is the learning rate parameter. This rule has the global effect of moving the synaptic weight vector w_k of winner neuron k in the direction to the input pattern x .

Radial Basis Function Neural Networks

The construction of a radial basis function neural network (RBF), in its most basic form, involves three layers with totally different functions. The input layer is constituted by sensorial units that connect the neural network to its environment. The second layer, the only neural network hidden layer, applies a non-linear transformation of the input space to the hidden space. In most applications the hidden space has a high dimensionality. The output layer is linear, supplying the answer of the neural network to activation patterns (the signal) applied to the input layer. A mathematics vindictive for a non-linear transformation strategy followed by a linear transformation follows Cover's theorem (Cover, 1965).

It is assumed that the RBF satisfies the following equation

$$H(x_i) = b_i, \quad (i=1, 2, \dots, N) \quad (3)$$

The RBF technique consists of choosing a function H of the following form

$$H(x) = \sum_{i=1}^N w_i \varphi(\|x - x_i\|) \quad (4)$$

where $\varphi(\|x - x_i\|) \mid i=1, 2, \dots, N$ are N functions (generally non-linear) arbitrarily set, known as radial basis function, and $\|\cdot\|$ represents a norm, such as the Euclidean norm. Substituting equation (3) in (4), we obtain the following simultaneous linear equations set for coefficients (weights) w_j

$$\Phi w = b \quad (5)$$

where Φ represents the interpolation matrix N-by-N with elements φ_{ji}

$$\Phi = \{\varphi_{j,i} \mid (j, i) = 1, 2, \dots, N\}, \quad (6)$$

where

$$\varphi_{j,i} = \varphi(\|x_j - x_i\|), \quad (j, i) = (1, 1), \dots, (N, N). \quad (7)$$

Considering

$$b = [b_1, b_2, \dots, b_N]^T \quad (8)$$

$$w = [w_1, w_2, \dots, w_N]^T, \quad (9)$$

and assuming that Φ is non-singular, thus that there exists the inverse matrix Φ^{-1} , we can solve equation (5) for the weight vector $\{w_i\}$, in the form

$$w = \Phi^{-1} b. \quad (10)$$

This concludes the neural network's training phase with synaptic weights established at a level corresponding to a good generalization. It will operate according to equation

$$\Phi w = a, \quad (11)$$

where a is the neural network output for the operation vector x' ($x' \neq x$). In this work, we used as radial basis function the Gaussian function of the form

$$\varphi(r) = \exp\left(-\frac{r^2}{2\sigma^2}\right) \text{ for } \sigma > 0 \text{ and } r \in R. \quad (12)$$

Gaussian functions are local functions in the sense that $\varphi(r) \rightarrow 0$ when $r \rightarrow \infty$. In this case, the interpolation matrix Φ is positive-defined (Haykin, 2001).

Petrophysical Mapping

The petrophysical mapping establishes the best spatial equivalence of a specific petrophysical property with borehole geophysical measurements (logs) in several wells of a given oil field. The procedure to obtain the petrophysical mapping is divided into two parts. The first one begins with an automatic interpretation of the $\rho_B - \phi_N$ cross-plot, resulting in a porosity zonation log. The second part consists of determining the correct depth correspondence of the various horizons of the porosity zonation logs. It includes a spatial porosity mapping between the wells in the form of a cross-section.

For the porosity zonation, we assumed that the porosity is sufficiently well described by the integer of the porosity value. The $\rho_B - \phi_N$ cross-plot is

Petrophysical Mapping by Artificial Neural Networks

divided into two lines: A clean sand line, and a shale line that is, positioned parallel to the clean sand line, crossing the weight center corresponding to the actual data far from the clean sand line (Figure 1). This line is automatically determined by a competitive neural network, for all wells simultaneously over the intervals of interest. Each point of these lines are associated a one competitive neuron. At each measurement depth in a well there are two values, which enter the competitive neural network at the input level. Among the competing neurons, one will emerge as the winner according to the procedure outlined above, and it will be retained. The procedure corresponds, in fact, to a lithological classification and a porosity determination. Thus the outputs can be viewed as the same lithology, represented by porosity, for the various wells (Figure 2). These are then correlated with each other in the second step. The petrophysical mapping is obtained by establishing a depth correspondence between the different porosity zonation logs. We loosely compare it here to stratigraphic correlation or the supposed lithostratigraphic equivalencies of the various wells (In practice this proves a rather delicate issue, but this is beyond the scope of the present paper). It is in fact a petrophysical correlation that in the present form can only be applied to sand/shale sequences. Training consists of determining the function H , as in the equation (3). It maps the vector x to vector b , whereby vector x represents the porosity zonation log ($x_i, i=1, 2, \dots, N$) and N represents the total number of samples in the log. Vector b is in fact the desired answer vector. It is built in such a way that where the porosity log is zero, the vector b also will be zero. Where the porosity log is different from zero, vector b is unit. Once the function H is established, the training procedure is considered concluded, and the process to find the correct depth correspondence of horizons of the porosity zonation logs in the other wells is started.

Results

We performed the petrophysical mapping over three wells drilled in the Lagunillas Formation of Lake Maracaibo, Venezuela. The absolute depths and relative horizontal distances are not indicated here because they are not relevant for our problem.

A porosity zonation log is shown in figure 2. As can be seen, two curves are in fact generated, one being the porosity of sand with zero values where there are shales (curve B), and the other one being the porosity of shales, with zero values where sand is present (curve C). The gamma ray log is also shown in figure 2, and it is seen that the two shale layers show distinctly higher gamma ray values. In fact, when inspecting figures 1 and 2 it is clear that this is far from a pure binary lithological system, and that there

are in fact numerous data points that seem to be lighter than quartz (they lie *above* the clean sand line), probably indicating either light hydrocarbon and/or some amounts of feldspar. Ours is a data reduction procedure that produces two essential outputs: A lithology indicator (sand or shale), and a porosity given one of the two lithologies.

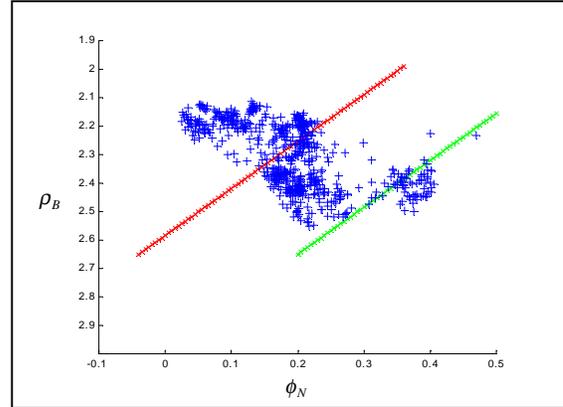


Figure 1. The $\rho_B - \phi_N$ cross-plot for log zonation and porosity determination for one well.

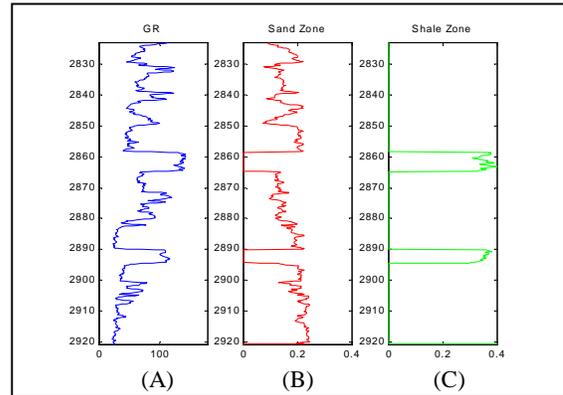


Figure 2. The porosity zonation log. A- Natural gamma ray log. B- Sand porosities. C- Shale porosities.

The porosity zonation logs are then correlated with each other, which is accomplished through an aleatory choice of a reference log that is used in the radial basis function neural network training. In our tests, the choice of the reference log did not alter the correlation result. After training, the neural network is applied to the porosity zonation logs of the other wells to establish a best depth correspondence. Figure 3 shows the results for shales in three wells. Just only two correlation lines were found, corresponding a shale layer as seen in figure 2-A. There are in fact, many more for the sands, but these are not shown for the sake of clarity.

Petrophysical Mapping by Artificial Neural Networks

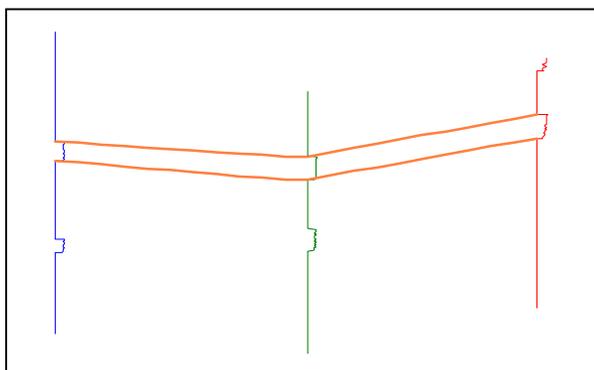


Figure 3. Correlation lines for the principal shale layer in porosity zonation logs of three wells.

Once the depth correspondence of all zones is established, we carry out a simple non-linear interpolation of the porosities along the correlation lines. This result is the cross-section shown in figure 4, with the colors representing porosities.

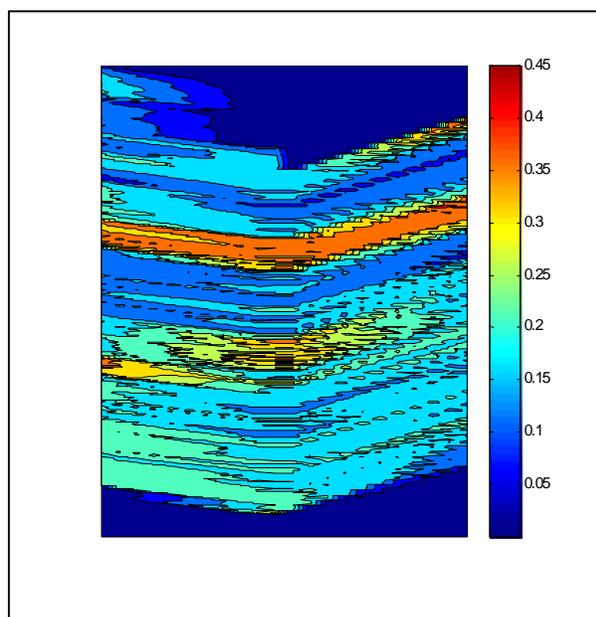


Figure 4. The petrophysical map or porosity variation in a geological cross-section covering three wells.

Conclusions

The petrophysical mapping proposed here uses a two-step neural network procedure. It is a powerful data reduction tool that allows the interpreter to establish cross-sections and ultimately build a reservoir model with great ease and a large degree of automation.

Acknowledgements

The authors would like to express your acknowledgements to CNPq and ANP/FINEP-UFPa.

References

- Andrade, A., Luthi, S., 1997. "Correlação estratigráfica de Perfis de Poço Através de uma Rede Neural Direta Multicamadas," V Congr. Int. SBGf, vol. 1, pp. 369-372.
- Cover, T.M., 1965. "Geometrical and statistical properties of systems of linear inequalities with applications in pattern recognition," *IEEE Transactions on Electronic Computers*, vol. EC-14, pp. 326-224.
- Haykin, S., 2001. "Redes Neurais: Princípios e Práticas," Bookman, 2 ed.
- Luthi, S., 2001. "Geological Well Logs – Their Use in Reservoir Modeling". Springer, 373 p.
- Luthi, S., Bryant, I., Villaroel, H., 1995. "Well Log Correlation Using Backpropagation Neural Networks," IV Congr. Int. SBGf, vol. 2, pp. 733-736.



Response Characteristics of the New Multicomponent Induction Logging Tool, 3DEXSM

Berthold F. Kriegshäuser, Baker Atlas, Brazil, Otto N. Fanini, L. Yu, Baker Atlas, U.S.A.

Abstract

Electrically anisotropic reservoirs are encountered frequently in hydrocarbon exploration. For accurate saturation estimation and optimum hydrocarbon recovery from these reservoirs, it is essential to detect and properly describe their electrical properties. For example, in laminated sand/shale sequences or sands with different grain size distributions the resistivity parallel to the formation bedding is usually smaller than the resistivity perpendicular to the bedding. Conventional induction logging tools with the transmitter and receiver orientation parallel to the borehole axis provide insufficient information to accurately evaluate hydrocarbon saturations in anisotropic reservoirs. These reservoirs that usually show low resistivities in conventional induction logs, despite their hydrocarbon content being economically significant, are called "low resistivity pay." Under the sponsorship of Shell Technology EP, Baker Atlas commercialized a new induction logging tool that comprises three mutually orthogonal transmitter-receiver configurations.

In this paper we discuss the underlying basic physics of the new multicomponent induction logging tool, 3DEXSM. We examine the different response characteristics of the new coil arrangements in vertical and horizontal wells in anisotropic media. A sensitivity analysis documents that the new coplanar magnetic field data together with the standard coaxial field responses allows us to de-couple horizontal and vertical resistivities in vertical, deviated and horizontal wells. However, the new coplanar coils exhibit a stronger borehole and near zone effects than the standard coaxial coil arrangements in conductive mud systems. These effects can be dramatically reduced by combining single frequency data into dual frequency responses.

Introduction

The newly developed induction instrument comprises three mutually orthogonal transmitter-receiver arrays (Tabarovsky and Epov, 1979, Beard et al., 1998, Kriegshäuser et al., 2000). The transmitters induce currents in all three spatial directions and the receivers are measuring the corresponding three main

magnetic fields components, H_{xx} , H_{yy} , H_{zz}^* , and the corresponding six cross-components, H_{xy} , H_{xz} , H_{yx} , H_{yz} , H_{zx} , and H_{zy} (Fig. 1). The cross-components can be used to determine the tool orientation with respect to the principal axis of anisotropy (Gupta et al., 1999) and allow us to discriminate geologic layers between above and below the wellbore in horizontal wells. The three main magnetic components yield all information necessary to derive horizontal and vertical resistivity, R_h and R_v , of the formation in vertical, deviated and horizontal wells.

Whole-space responses

We first discuss the response characteristics of the 3DEX in an anisotropic whole-space medium. We limit our discussion to the three main components, H_{xx} , H_{yy} , and H_{zz} . The H_{xx} and H_{yy} responses are functions of the horizontal and vertical resistivity of the formation as well as the relative dip and relative azimuth of the formation with respect to the tool. The two angles are defined in Figure 2.

The top and bottom panels of Figure 3 depict the electric current density for a horizontal dipole transmitter in an isotropic (top) and anisotropic (bottom) medium. In each frame the white circle pertains to the transmitter location; the black circles indicate receiver locations for a vertical and horizontal well, respectively. The color shading indicates the amplitude of the current density in the vertical and horizontal direction using a logarithmic scale. The arrows pertain to the current direction. The transmitter dipole points out from the plane. In an isotropic medium (top panel) the current densities form concentric circles around the transmitter. If the medium is anisotropic (bottom panel), then the current pattern elongates in the horizontal direction. This is intuitive, because the resistivity in the horizontal direction is smaller than in the vertical direction. Therefore, the current pattern forms an

* In this paper H_{zz} is the magnetic field induced by a z-directed transmitter coil and measured by a z-directed receiver. The z-direction is parallel to the borehole. Similarly, we use H_{xx} (and H_{yy}) for the magnetic fields based on a x-directed (y-directed) transmitter and measured by a x-directed (y-directed) receiver. H_{xy} is the magnetic field induced by a x-directed transmitter and measured by a y-directed receiver, i.e., the first index denotes the transmitter direction; the second index, the receiver direction.

Physics of Multicomponent Induction Logging Tool

ellipse for small anisotropy values as indicated by the arrows. The arrows are normalized by the amplitude and show the direction of the current density in the vertical cross-sectional plane. This figure shows that with increasing anisotropy the signal level for coplanar coils decreases in a vertical well, while the signal level increases with anisotropy in a horizontal well.

Figure 4 shows the low frequency responses for Hxx, Hyy, and Hzz in an anisotropic whole-space as a function of dip angle. In a vertical well, Hzz is reading the horizontal conductivity of the formation. Hxx and Hyy are reading the vertical conductivity of the formation. With increasing dip angle, Hzz is becoming more sensitive to the vertical resistivity and in a horizontal well, Hzz is reading the geometric mean of horizontal and vertical resistivity (Moran and Gianmzero, (1979). However, Hxx and Hyy are reading the horizontal resistivity in a horizontal well. The different reading between Hxx and Hyy are caused by the relative azimuth of 30° used in this study.

Layered medium responses

Figure 5 compares synthetic apparent conductivity responses for Hzz and Hxx in an isotropic- versus anisotropic-layered medium. The left panel depicts the formation conductivity as a function of depth; the right panel shows the apparent conductivities derived from Hxx and Hzz, respectively. The synthetic formation model consists of four layers with horizontal and vertical resistivities of 1, 20, 4, 2 Ohm-m and 2, 20, 10, 2 Ohm-m, respectively. The anisotropy ratio λ , i.e., the ratio between vertical and horizontal resistivity, is 2, 1, 2.5, and 1 Ohm-m for the sequence. The right panel compares the apparent conductivity readings for Hxx and Hzz for two cases. In the first case, all layers are isotropic, and in the second case, the first and third are anisotropic. We can observe some interesting response features for a vertical well from this simple model:

- The Hzz curve indicates the resistivity structure based on Rh only. Hzz is the same for both the isotropic and the anisotropic model.
- The Hxx response is complex, can even reverse sign close to significant resistivity contrasts, and exhibits spikes at bed boundaries.
- The Hxx apparent conductivity curve does not indicate the resistive or conductive nature of the formation.
- The Hxx response exhibits more skin effect than the Hzz response because of the different coil arrangement (coplanar vs. coaxial) and the sensitivity to both Rh and Rv .

- The Hxx response in layers with Rv larger than Rh is smaller compared to the isotropic case.

Carvalho and Verma (1998) observed similar response features in scale model experiments.

Borehole and near zone effects

The new coplanar coil responses are affected by borehole and near zone effects more severely than the standard Hzz response. Figure 6 shows the borehole effect for Hzz and Hxx single frequency responses in the top panel. The model used comprises a 12.25 in. borehole with a mud resistivity of 0.1 Ohm-m. The formation is anisotropic with Rh and Rv of 1 and 2 Ohm-m, respectively. A dual frequency transformation of the single frequency data can effectively reduce borehole and near zone effects (Tabarovsky and Epop, 1979; Beard et al., 1998):

$$H(f_1, f_2) = H(f_1) - \frac{f_1}{f_2} H(f_2),$$

where $H(f_1)$ and $H(f_2)$ are magnetic field single frequency responses, respectively. This transformation is most effective at lower frequencies and performs very well for Hxx and Hyy. The figure shows that the dual frequency transformation can significantly reduce the borehole effects while maintaining the anisotropy effect in the data.

Conclusions

The new multicomponent induction logging tool acquires all data necessary to derive horizontal and vertical resistivity of the formation in vertical, deviated and horizontal wells. The induction response of the new coplanar coils is complex and sometimes not intuitive. Borehole and eccentricity effects can distort the new coplanar responses more than conventional coaxial induction coil responses. However, state-of-the-art processing and inversion techniques are available to remove these effects and to process 3DEX logging data.

References

- Beard, D. R., van der Horst, M., Strack, K.-M., and Tabarovsky, L. A., 1998, Electrical logging of a laminated formation: International Patent WO 98/00733.
- Carvalho, P.R., and Verma, O.P., 1998, Induction tool with a coplanar coil system: The Log Analyst, **39**, 48-53.
- Gupta, P., Kriegshäuser, B., and Fanini, O., 1999, Conductivity anisotropy estimation method for inversion processing of measurements made by a transverse electromagnetic induction logging instrument: United States Patent 5,999,883.

Physics of Multicomponent Induction Logging Tool

Kriegshäuser, B., Fanini, O., Forgang, S., Itskovich, G., Rabinovich, M., Tabarovsky, L., Yu, L., Epov, M., and v. d. Horst, J., 2000, A new multi-component induction logging tool to resolve anisotropic formations, paper D in SPWLA 40th Annual Logging Symposium Transactions: Society of Professional Well Log Analysts.

Moran, J.,H., and Gianzero, S., 1979, Effects of formation anisotropy on resistivity-logging measurements, *Geophysics*, **44**, No. 7, 1266-1286.

Tabarovsky, L.A., and Epov, M.I., 1979, Geometric and frequency focusing for investigation of anisotropic layers, in *Electromagnetic well logging*, Nauka, Siberian Division, Acad. Sci. USSR, Novosibirsk.

Acknowledgments

The development of the new multicomponent induction logging tool has been a joint project of Baker Atlas and Shell Technology EP. The authors would like to thank M. Epov, S. Forgang, A. Hördt, J. v. d. Horst, P. Gupta, G. Itskovich, J. v. Popta, R. Mollison, L. Shimmin, and L. Tabarovsky for valuable contributions during the development of the 3DEX instrument.

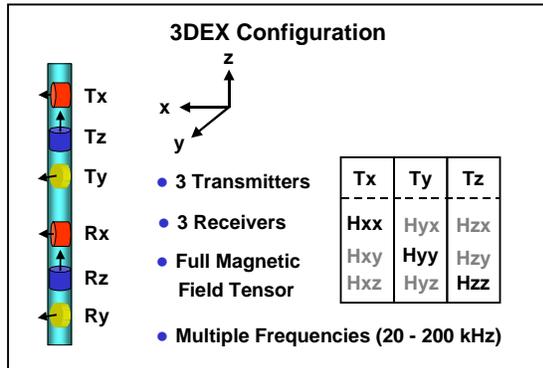


Figure 1: Sketch of the new 3DEX instrument. The tool comprises three mutually orthogonal transmitter receiver configurations. In a vertical well, Hzz is solely sensitive to the horizontal resistivity of the formation, while Hxx and Hyy are sensitive to both, horizontal and vertical resistivity of the formation.

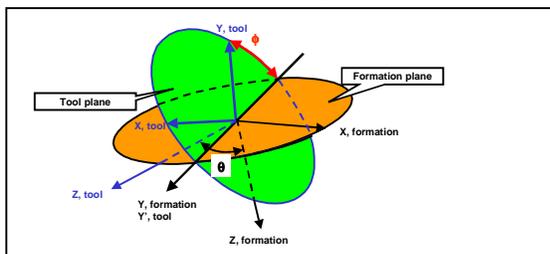


Figure 2: Definition of relative dip angle θ and azimuth angle ϕ . Z , formation is normal to the formation plane and Z , tool is the tool axis. The tool plane is perpendicular to the Z , tool. The intersection is defined as the intersect for both planes (Y , formation and Y' , tool). The direction of the x and y transmitter are X , tool and Y , tool, respectively.

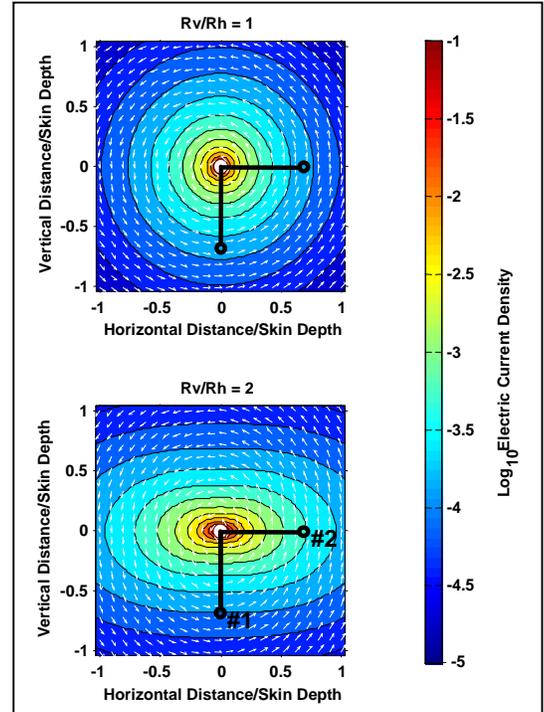


Figure 3: Amplitude of the electric current distribution for an isotropic (top panel) and anisotropic whole-space medium (bottom panel) for a horizontal dipole source. The dipole source is pointing out from the plane. The white circle in the center of each panel indicates the transmitter location, the black circles pertain to the receiver locations. The receiver locations correspond to a vertical and horizontal tool position, respectively. The current density decreases for the receiver in the vertical position with increasing anisotropy. If the tool is in a horizontal position, then the current density increases with anisotropy. This is caused by a preferential current flow in the horizontal direction with increasing anisotropy as indicated by the amplitude-normalized white arrows.

Physics of Multicomponent Induction Logging Tool

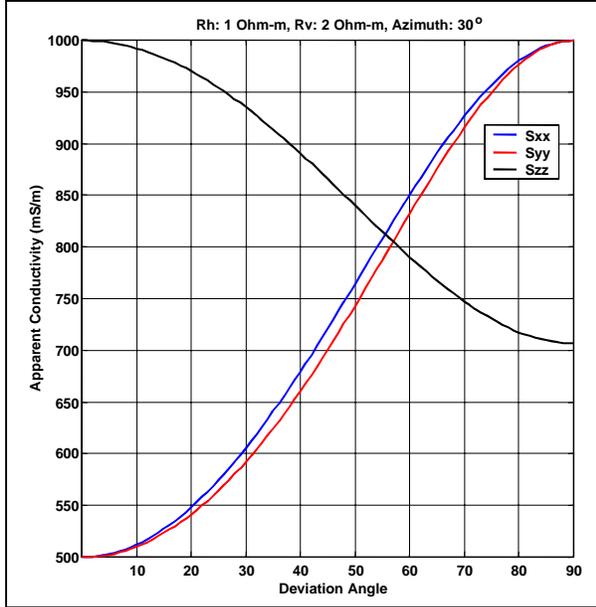


Figure 4: Low-frequency multicomponent induction responses in an anisotropic medium as a function of dip angle. Note the different asymptotes for vertical and horizontal wells. See text for details.

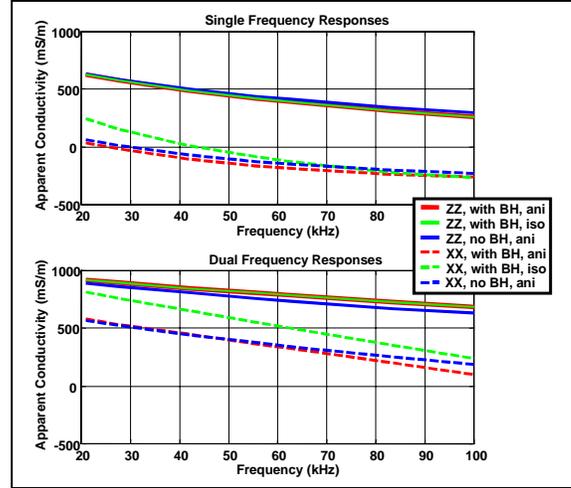


Figure 6: Single frequency and dual frequency responses in a cylindrically layered medium. The borehole parameters are BHD: 12.25 in., Rm: 0.1 Ohm-m. The formation is anisotropic with Rh: 1 Ohm-m, and Rv: 2 Ohm-m. The dual frequency transformation can significantly reduce the borehole effects while maintaining the anisotropy effect in the data.

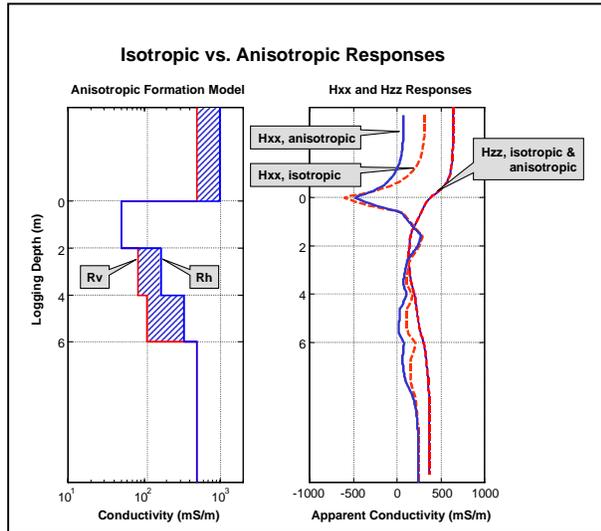


Figure 5: Hxx and Hzz synthetic 3-coil array responses in an isotropic and anisotropic formation. The left panel shows the resistivity distribution as a function of depth. The right panel depicts the synthetic Hxx and Hzz responses for both isotropic and anisotropic cases. The Hzz response is insensitive to anisotropy; the Hxx response is suppressed if the formation exhibits anisotropy, i.e., the vertical resistivity is larger than the horizontal resistivity.



Simulação Espectral Não-Condicionada Aplicada a Simulação de Propriedades Petrofísicas

João Marcelo Brazão Protázio, UNICAMP, mprotazio@yahoo.com

Abstract

Spectral simulation is used widely in electrical engineering to generate random fields with a given covariance spectrum. In this work I will show a method and a implemented algorithm in MATLAB© to simulate 2D realization of petrophysical rock properties using the Fourier Integral Method (FIM). The FIM of spectral simulation, adapted to generate realizations of a multidimensional random function, is show to be an efficient technique of unconditional geostatistical simulation. The main contribution is the use of the fast Fourier transform (FFT), that fast particularly the algorithm, for both numerical calculus of the density spectral function and as generator of random finite multidimensional sequences with imposed covariance. The standard algorithm produces perfect Gaussian simulations for most covariance models.

Introdução

A simulação espectral adaptada para gerar realizações aleatórias em uma, duas ou três dimensões, mostra-se uma eficiente técnica para obtenção de simulações geoestatísticas não condicionadas.

A principal contribuição do método é o uso da transformada de Fourier para o cálculo da densidade espectral e como o gerador de sequências aleatórias multidimensionais dado um espectro de covariância a priori. O presente método é extremamente rápido em comparação aos métodos clássicos existentes, principalmente quando combinado com o uso do algoritmo Fast Fourier Transform (FFT), este usado na obtenção da transformada de Fourier do modelo de covariância C(h), de onde obtêm-se a densidade espectral S(ω).

A principal vantagem do algoritmo aqui implementado é a velocidade com que o mesmo gera tais sequências multidimensionais (sinais, imagens, etc...) e a facilidade de implementação do mesmo em comparação com outros métodos clássicos.

Neste trabalho o método será aplicado na obtenção de perfis geofísicos e na simulações de mapas de propriedades petrofísicas (no caso, permeabilidade), onde na prática são utilizados em simuladores de fluxo para caracterização de reservatórios.

Motivação

A principal motivação do presente trabalho é a relação de Wiener-Khintchine:

$$C(h) = \int S(\mathbf{w})e^{i\mathbf{w}h} d\mathbf{w}$$

e de onde derivam-se as seguintes relações:

$$C(h) \leftrightarrow S(\mathbf{w}) = |A(\mathbf{w})|^2$$

$$A(\mathbf{w}) = |A(\mathbf{w})|(\cos \mathbf{j}(\mathbf{w}) + i \text{sen} \mathbf{j}(\mathbf{w}))$$

$$Z(x) \leftrightarrow A(\mathbf{w})$$

e onde por definição tem-se que

- C(h) – modelo de covariância
- S(ω) – densidade espectral
- A(ω) – amplitude espectral
- φ(ω) – fase
- ↔ – transformada de Fourier direta e inversa
- Z(x) – simulação (processo estocástico)

onde h é o passo da função de covariância, x é a posição do ponto no domínio do espaço e w é a posição no domínio da frequência.

Metodologia Utilizada

O objetivo é gerar diferentes realizações de um campo aleatório dado um modelo de função covariância.

Passo 1 - Inicialmente deve-se definir as características do campo a ser simulado.

Dimensão	1D	2D	3D
Número	n ₁	n ₁ n ₂	n ₁ n ₂ n ₃
Δ ¹	Δx	Δx Δy	Δx Δy Δz

O número de pontos n₁, n₂ e n₃ deve ser preferencialmente um múltiplo de 2 de forma a utilizar todo o potencial do algoritmo de FFT.

¹ Distância entre pontos

Simulação Espectral Não-Condiciona

Passo 2 - Em seguida deve-se definir a estrutura de correlação por meio da escolha da função de covariância:

- Efeito pepita ?
- Número de estruturas imbricadas ?
- Para cada estrutura: modelo da função de covariância? Patamar ? Alcance?
- Anisotropia zonal?
- Anisotropia geométrica?

Lembrando também que a anisotropia zonal e geométrica não se aplica ao caso 1D.

Na prática pode-se gerar uma realização com qualquer modelo de covariância, mas devido a algumas restrições inerentes ao algoritmo de FFT, existem certos cuidados a serem tomados no momento da escolha do modelo a ser simulado. Neste caso, o comprimento do campo deve ser pelo menos duas vezes o comprimento de correlação ou alcance, ou seja na prática melhores resultados são obtidos quando esta razão é bem maior que dois.

Passo 3 – Obtêm-se a discretização do modelo de covariância $C(h)$ e efetua-se o FFT da mesma e em seguida obtêm-se a densidade espectral $S(\omega)$.

Passo 4 – A partir da densidade espectral $S(\omega)$ obtêm-se o módulo da amplitude espectral $|A(\omega)|$ (vide relações mostradas anteriormente).

Passo 5 – Gera-se aleatoriamente o vetor espectro de fase (com dimensão igual ao campo a ser gerado) a partir de uma distribuição uniforme entre 0 e 2π com.

$$j(i) = U_i * 2\pi$$

onde U_j é uma variável aleatória uniformemente distribuída entre 0 e 1.

Passo 6 – Obtêm-se agora a amplitude espectral $A(\omega)$ (vide relações).

Passo 7 – Efetuando-se o IFFT (inverse fast Fourier transform) da amplitude espectral $A(\omega)$ têm-se a realização simulada $Z(x)$.

Simulando a 1D

A implementação do método para a geração de realizações a 1D (sinais) é extremamente simples e pode ser aplicada na simulação de perfis geofísicos sintéticos. A metodologia aplicada ao caso 1D é mostrada na **Figura 1**.

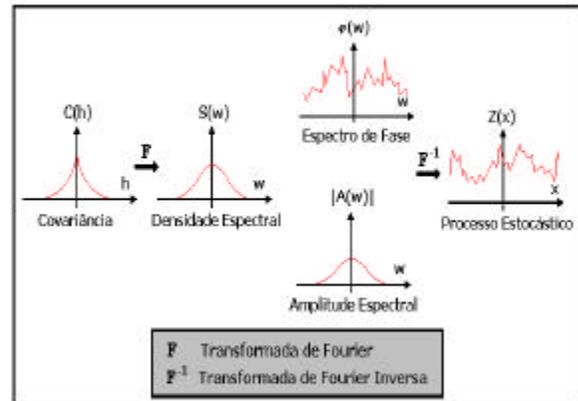


Figura 1

Na **Figura 2** tem-se o resultado obtido para uma realização a 1D de comprimento unitário gerado a partir de um modelo quadrático com alcance ou comprimento de correlação igual 0.2 e patamar ou variância igual a 1 obtida pelo algoritmo implementado via Matlab.

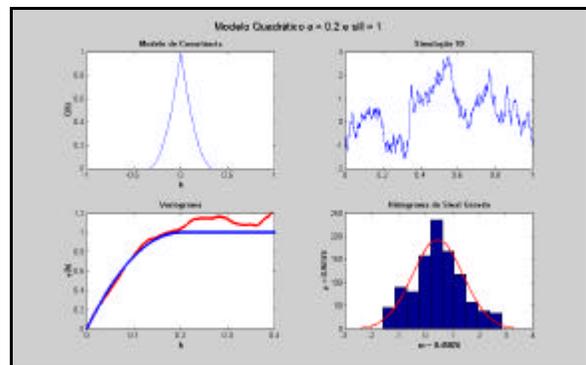


Figura 2

Na **Figura 3** tem-se o resultado obtido para uma realização a 1D de comprimento unitário gerado a partir de um modelo linear + plateau com alcance ou comprimento de correlação igual 0.2 e patamar ou variância igual a 1. O variograma do modelo utilizado está em azul e o variograma da realização está em vermelho (o mesmo vale para todas as realizações a 1D).

Observa-se pelas **Figuras 2 e 3** que apesar de obtida apenas uma realização para cada um dos modelos, o variograma dos sinais simulados acompanham o variograma do modelo escolhido (apesar das pequenas flutuações, o que é previsto teoricamente) e tais realizações são normalmente distribuídas, o que do ponto de vista teórico e prático é muito importante.

Simulação Espectral Não-Condional

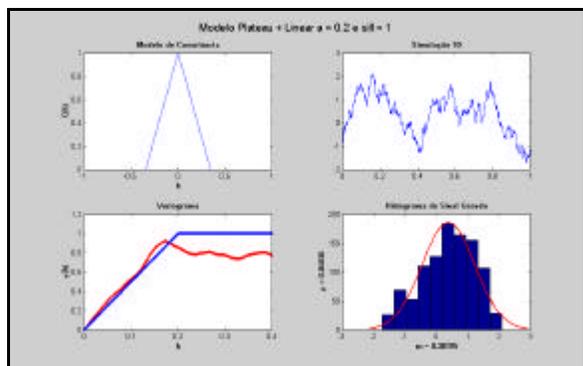


Figura 3

Simulando a 2D (imagem)

A metodologia adotada para obtenção das realizações a 2D (mapas) é similar a utilizada para a obtenção das realizações a 1D (sinal).

Por meio deste algoritmo pode-se simular mapas de propriedades petrofísicas respeitando-se um modelo de covariância escolhido a priori. No exemplo vai-se simular mapas com o atributo permeabilidade, mapas esses que podem ser utilizados em simuladores de fluxo.

Como a simulação espectral gera realizações com distribuição gaussiana perfeitas, a simulação do atributo porosidade é muito simples, mas para o caso da simulação de mapas de permeabilidade, deve-se efetuar uma transformação para que a mesma tenha distribuição lognormal, pois é este o modelo de distribuição geralmente encontrado por este atributo na natureza. Para efetuar-se a transformação existe uma infinidade de métodos, e a forma mais fácil de obtê-la é simplesmente realizando a operação

$$k_i = e^{ar_i}$$

onde r_i é a realização normalmente distribuída e a uma contante de controle dos parâmetros da distribuição lognormal.

Na **Figura 4** tem-se o resultado obtido para uma realização a 2D de 128 por 128 pontos gerado a partir de um modelo esférico com alcance ou comprimento de correlação igual 16 e patamar ou variância igual a 1. Depois de obtida a realização é realizada uma transformação para que a imagem que possui distribuição normal tenha distribuição lognormal. Para as realizações a 2D o modelo de variograma utilizado para obtenção da simulação está grafado em preto e os variogramas da realização obtidas na direção N-S e L-O estão grafados em vermelho e azul respectivamente.

Na **Figura 5** tem-se o resultado obtido para uma realização a 2D de 128 por 128 pontos gerado a partir

de um modelo gaussiano com alcance ou comprimento de correlação igual 16 e patamar ou variância igual a 1.

Na **Figura 6** tem-se o resultado obtido para uma realização a 2D de 128 por 128 pontos gerado a partir de um modelo gaussiano com alcance ou comprimento de correlação igual 16 e patamar ou variância igual a 1.

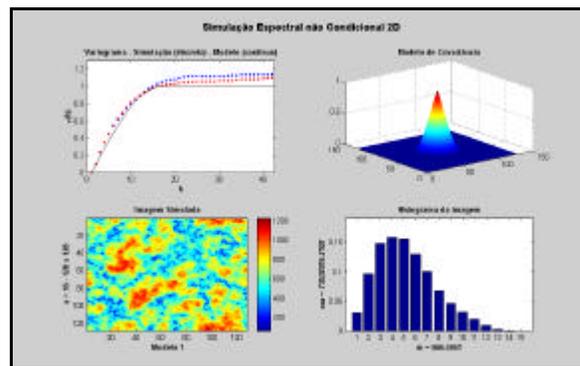


Figura 4

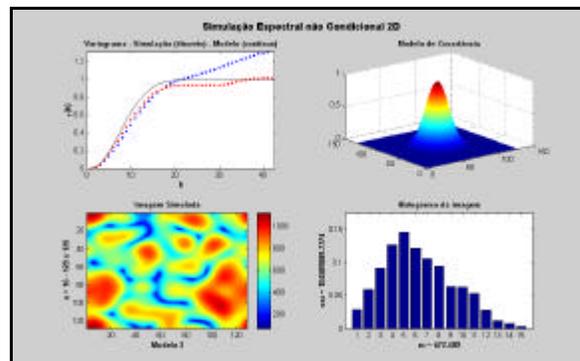


Figura 5

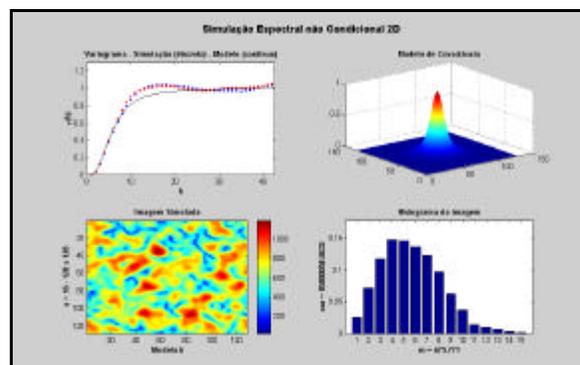


Figura 6

Simulação Espectral Não-Condiciona

Conclusão

Pode-se notar que tanto no caso 1D e 2D apesar de escolhida uma única realização para cada um dos modelos mostrados nas figuras anteriormente, o variograma do modelo simulado acompanhou satisfatoriamente o variograma do modelo escolhido.

Com isso mostra-se que simulação espectral é um instrumento extremamente poderoso para a simulação de realizações multidimensionais.

Como vantagem principal do método, temos a sua portabilidade, ou seja, a facilidade com que tal método pode ser implementado em qualquer outra linguagem e a velocidade com que o método gera tais realizações (sinal, imagem, etc...) em comparação a outros métodos tradicionais de obtenção de simulações estocásticas (Turning bands).

Podemos listar ainda como uma limitação do presente método a não possibilidade do uso de pontos condicionantes, o que é possível teoricamente e que será implementado futuramente e que será uma próxima etapa do presente trabalho.

Referências

- Bracewell, Ron N. (1965): The Fourier Transform and its applications, New York: McGraw-Hill Book Company, 381 pg
- Pardo-Iguzquiza, E., M. Chica Olmo (1993): The Fourier integral method for simulation of random fields. *Mathematical geology*, 25(2), 177-217
- Chilès, J.P., and P. Delfiner (1994): Using FFT techniques for simulating Gaussian random fields. *Proceedings of the Conference on Mining Geostatistics*, Berg-en-dal, South Africa, September 1994
- Yao, Tingting (1998): Conditional Spectral Simulation with Phase Identification. *Mathematical Geology*, 30(3), 285-308
- Protázio, J.M.B, 1999, Simulação Espectral não Condiciona, VII Congresso Interno de Iniciação Científica, Unicamp – Campinas
- The Effect of Spatial Continuity on Reservoir Simulation, Notas da Stanford University

Solução Analítica da Equação da Onda em Ambiente de Poço Aberto, Excitado por uma Fonte com Simetria Cilíndrica: Um Modelo Matemático para a Ferramenta Sônica”.

Carlos Eduardo Guerra, UFPA/UFRRJ, ipanemaceg@bol.com.br

Jadir da Conceição da Silva, UFRJ, jadir@geologia.ufrj.br

Resumo

A equação da onda na forma escalar é resolvida analiticamente em uma geometria cilíndrica com simetria axial, simulando um ambiente de poço aberto. O poço é preenchido por um fluido (água) que compõe um meio acústico perfeito. A formação é tratada como um meio elástico perfeito, uma vez que o meio está em equilíbrio e as forças externas que excitam a formação (fonte) são de pequena ordem de grandeza e desta forma podemos utilizar a lei generalizada de HOOKE. Potenciais de Helmholtz são utilizados para obter as funções deslocamento, tensão normal e tangencial, e a pressão de fluido. A fonte é uma função do tipo harmônica no tempo e uma distribuição aproximada no espaço, simulando a geometria cilíndrica de um hidrofone.

Introdução

A obtenção de modelos para a propagação de ondas acústicas e elásticas em meios geológicos é fundamental para a compreensão do comportamento da ferramenta de perfilagem sônica assim como do perfil de tempo trânsito produzido pela mesma. Um problema fundamental que dificulta a obtenção de uma solução analítica viável para a equação da onda é a existência das heterogeneidades laterais (poço, reboco, zona invadida...) e a introdução de das forças externas (fonte). (Blake, 1942) ilustrou claramente o quanto à introdução de uma fonte, ainda que num meio elástico e homogêneo, pode complicar a obtenção das soluções analítica para ondas de deslocamento e tensão. No trabalho de (Tsang and Kong, 1979) uma simplificação considerável é obtida através do emprego de uma fonte pontual no espaço. Tal fonte, porém é uma mera abstração, uma vez que as dimensões dos hidrofones não são significativamente pequenas e tão poucos são pontuais. Já no trabalho de (Somez, 1974), foi utilizadas uma função pontual no tempo (delta) e uma distribuição cilíndrica aproximada no espaço. A metodologia, porém, usa transformações integrais no espaço, o que acaba gerando resultados na forma de integrais que só podem ser resolvidas pelo teorema dos resíduos. A integração ao longo de z dificulta a aplicação da metodologia, uma vez que o interesse maior está no comportamento temporal das ondas. Este trabalho se propõe a mostrar uma metodologia que obtenha as distribuições temporais das ondas que seriam registradas por uma ferramenta acústica

empregada em trabalhos de perfilagem de poços. Esta abordagem utiliza uma fonte do tipo cilíndrica com simetria radial e dimensão axial finita e com uma distribuição harmônica no tempo. As soluções são dadas em coordenadas cilíndricas e as transformações integrais são efetuadas apenas na distribuição temporal. Espacialmente, as soluções são expressas na forma explícita de D’Lambert (Mark, 1998), expandidas em forma de séries de potências. Um outro diferencial em relação à maioria das outras soluções empregadas é o fato que a solução analítica é obtida em uma seção axial finita do poço, além de contemplar uma heterogeneidade lateral (poço e formação).

O Modelo

Vamos considerar em primeira mão uma região composta por dois cilindros concêntricos com dimensões axiais finitas e iguais a $2h$. O raio do cilindro interno é igual a r_0 enquanto que o raio do cilindro externo é infinito (Figura 1).

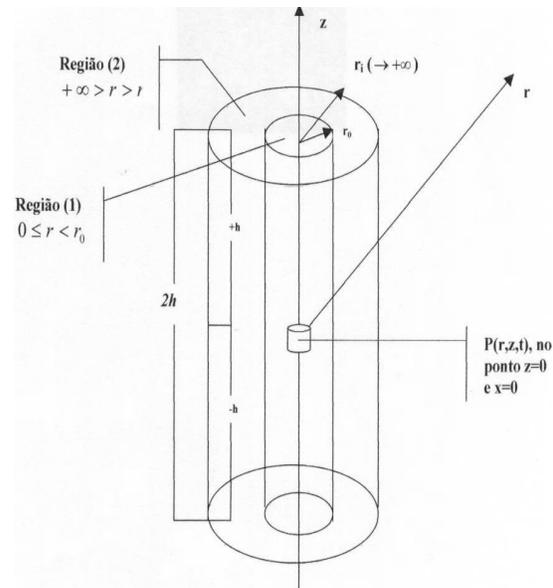


Figura 1

Modelo geométrico de uma região poço(1)-formação(2) onde será obtida uma solução analítica da equação da onda.

O meio (1), i. e., o cilindro interno, é preenchido por um fluido (água, ρ_f e λ_f), e a região cilíndrica externa (2) é preenchida por um material elástico com

Solução da Equação da Onda e Ferramenta Sônica

propriedades λ_2 , μ_2 e ρ_2 . As velocidades das ondas nos meios (1) e (2) são dadas por:

$$C_f = \sqrt{\frac{\lambda_f}{\rho_f}}, C_p^{(2)} = \sqrt{\frac{\lambda_2 + \mu_2}{\rho_2}} \quad (1)$$

$$C_s^{(2)} = \sqrt{\frac{\mu_2}{\rho_2}} \quad (2)$$

A equação da onda, na forma de potenciais de Helmholtz ϕ e ψ (escalar e potencial respectivamente), que descreve o comportamento das tensões e deslocamento de partículas num meio homogêneo e elástico é dada por:

$$\frac{\partial^2 \psi}{\partial t^2} = \frac{\mu}{\rho} \nabla^2 \psi \quad (3)$$

$$\frac{\partial^2 \phi}{\partial t^2} = \frac{\lambda + \mu}{\rho} \nabla^2 \phi$$

Partindo da hipótese:

$$\nabla \cdot \psi = 0$$

O deslocamento das partículas do meio é dado por:

$$u = \nabla \phi + \nabla \times \psi \quad (4)$$

A solução geral no domínio da frequência, na forma de séries de potências, é dada pelas equações abaixo, que representa uma n-ésima-ímpar solução de D'Alambert:

$$\hat{\phi}_n(r, z, w) = [\bar{A}I_0(\xi_n r) + \bar{B}K_0(\xi_n r)] \cos(\alpha_n z)$$

$$\hat{\psi}_n(r, z, w) = [\bar{E}I_1(\delta_n r) + \bar{F}K_1(\delta_n r)] \sin(\alpha_n z) \quad (5)$$

Onde os autovalores da solução são:

$$\alpha_n = \frac{n\pi}{2h}, \xi_n = \sqrt{\alpha_n^2 - \frac{w^2}{C_p^2}}$$

$$\delta_n = \sqrt{\alpha_n^2 - \frac{w^2}{C_s^2}} \quad (6)$$

Os autovalores da solução devem ser reais e positivos, a fim de se evitar o aparecimento das ondas evanescentes. As constantes \bar{A} , \bar{B} , \bar{E} e \bar{F} são calculadas a partir das condições de contorno das funções deslocamento e tensão na parede do poço:

$$\begin{aligned} \hat{\sigma}_{rz}^{(1)} &= \hat{\sigma}_{rz}^{(2)}, \\ \hat{u}_r^{(1)} &= \hat{u}_r^{(2)}, \\ \hat{\sigma}_{rr}^{(1)} &= \hat{\sigma}_{rr}^{(2)}, \end{aligned} \quad (7)$$

Aplicando as condições de contorno entre os meios (1) e (2), chegamos a um sistema de equações lineares com três equações e quatro incógnitas (o subscrito nas constantes representa o meio no qual a solução da equação da onda foi obtida):

$$\begin{cases} M_1 \bar{A}_1 + M_2 \bar{B}_2 + M_3 \bar{B}_1 + M_4 \bar{F}_2 = 0 \\ \bar{B}_2 - Q_1 \bar{F}_2 = 0 \\ P_1 \bar{A}_1 + P_2 \bar{B}_1 - P_3 \bar{B}_2 - P_4 \bar{F}_2 = 0 \end{cases} \quad (8)$$

Os coeficientes das equações são dados por:

$$\begin{aligned} M_1 &= \xi_{n1} I_1(r_0 \xi_{n1}) \\ M_2 &= \xi_{n2} K_1(r_0 \xi_{n2}) \\ M_3 &= -\xi_{n1} K_1(r_0 \xi_{n1}) \\ M_4 &= \alpha_n K_1(r_0 \delta_{n1}) \\ P_1 &= -(w^2) \rho_f I_0(r_0 \xi_{n1}) \\ P_2 &= -(w^2) \rho_f K_0(r_0 \xi_{n1}) \\ P_3 &= K_0(r_0 \xi_{n2}) (\xi_{n2}^2 (\lambda_2 + 2\mu_2) - \\ &\quad + \lambda_2 \alpha_n^2) + \frac{2\mu_2 \xi_{n2} K_1(r_0 \xi_{n2})}{r_0} \\ P_4 &= 2\mu_2 \alpha_n (\delta_{n2} K_0(r_0 \xi_{n2}) + \\ &\quad + \frac{K_1(r_0 \xi_{n2})}{r_0}) \\ Q_1 &= -\frac{(\delta_{n2}^2 + \alpha_n^2) K_1(r_0 \delta_{n2})}{2\mu_2 \alpha_n \xi_{n2} K_1(r_0 \xi_{n2})} \end{aligned} \quad (9)$$

O sistema (8) não possui solução, porém, a introdução da fonte nos traz duas novas condições de contorno, que nos fornecerá duas novas equações.

Condições de contorno próximo da fonte

Solução da Equação da Onda e Ferramenta Sônica

Para introduzirmos a fonte, imaginemos um cilindro interno de raio b e altura $2h$, formando uma região fictícia (F) que possui a mesma propriedade acústica do meio (1) (Figura 2).

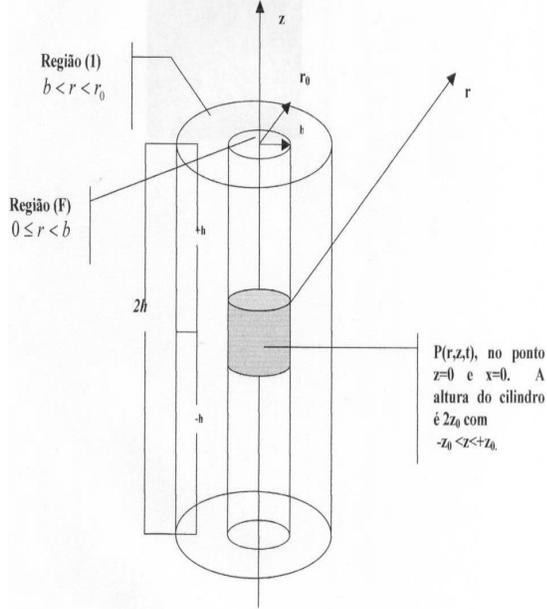


Figura 2

Modelo geométrico da fonte $P(r,z,t)$ que excita a formação (1). A região fictícia (F) possui a mesma propriedade acústica da região (1), sendo contínua a menos da sub-região ($r=b, -z_0 < z < +z_0$).

Nesta região, a tensão e o deslocamento são definidos por:

$$\begin{aligned}\hat{u}_{nr}^{(F)}(r, z, w) &= \bar{A}^{(F)} \xi_{n1} I_1(\xi_{n1} r) \cos(\alpha_n z) \\ \sigma_{nrr}^{(F)}(r, z, w) &= -w^2 \rho_f \bar{A}^{(F)} I_0(\xi_{n1} r) \cos(\alpha_n z)\end{aligned}\quad (10)$$

Nestas condições, existe uma continuidade entre as regiões (F) e (1):

$$\lim_{r \rightarrow b} (\nabla^2 \phi^{(F)} - \nabla^2 \phi^{(1)}) = 0 \quad (11)$$

Se agora, numa pequena seção de área do cilindro fictício centralizado no ponto de coordenadas ($r=0, z=0$), tivermos uma distribuição de força que exerce uma pressão de deslocamento no fluido, teremos então uma descontinuidade na função potencial escalar em $r=b$. Desta forma, condição de contorno para o deslocamento das partículas do meio será dada por:

$$\lim_{r \rightarrow b} \left(\frac{\partial \phi^{(1)}}{\partial r} - \frac{\partial \phi^{(F)}}{\partial r} \right) = \hat{P}(b, z, w) \quad (12)$$

Onde $\hat{P}(b, z, w)$ é dada por:

$$\hat{P}(b, z, w) = \begin{cases} 0, & \text{se } z > z_0 \\ \frac{1}{4\pi z_0 b} \hat{P}(w), & \text{se } -z_0 < z < z_0 \\ 0, & \text{se } z < -z_0 \end{cases}$$

Se observarmos bem a fonte $\hat{P}(b, z, w)$ notamos que ela se aproxima de uma distribuição delta no espaço, conforme b se aproxima de zero. O uso deste artifício evita a manipulação explícita das funções $\delta(x)$ (Delta de Dirac).

$\hat{P}(w)$ É uma distribuição harmônica na frequência dada por :

$$\hat{P}(w) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} P(t) H_0(t) e^{-j\omega t} dt,$$

Sendo $P(t)$ uma função que corresponde à assinatura temporal da fonte. Para podermos utilizar a condição (12) é necessário que $\hat{P}(b, z, w)$ seja expandido em harmônicos na forma de $\cos(\alpha_n z)$, uma vez que o potencial escalar também está representado nesta forma, i. e.,

$$\hat{P}(b, z, w) = \sum_{n=1}^{+\infty} a_n \cos(\alpha_n z) \quad (13)$$

$$\text{Onde } a_n = \frac{\hat{P}(w)}{4\pi h b z_0 \alpha_n} \text{sen}(\alpha_n z_0).$$

Através da solução geral (5) e das condições de fronteiras (11) e (12), chegamos ao seguinte sistema de duas equações e três incógnitas:

$$\begin{cases} (-\bar{A}_F + \bar{A}_1) S_1 - \bar{B}_1 S_3 - Q_2 = 0 \\ \bar{A}_1 + \bar{B}_1 Q_3 - \bar{A}_F = 0 \end{cases} \quad (14)$$

Os coeficientes do sistema (14) podem ser expressos da seguinte forma:

Solução da Equação da Onda e Ferramenta Sônica

$$\begin{aligned}
 S_1 &= \xi_{n1} I_1(b\xi_{n1}) \\
 S_2 &= \xi_{n1} K_1(b\xi_{n1}) \\
 Q_2 &= \frac{\hat{P}(w)}{4\pi h b z_0 \alpha_n} \text{sen}(\alpha_n z_0) \\
 Q_3 &= \frac{K_0(b\xi_{n1})}{I_0(b\xi_{n1})}
 \end{aligned} \quad (15)$$

A solução simultânea do sistema de equações (14) e (8) nos fornece o valor de $\bar{A}^{(F)}$, que substituído em (10) obtem-se

$$\hat{\sigma}_{nrr}^{(F)} = -w^2 \rho_f \left[\frac{M_4 P_4 + M_3 P_4 + M_2 P_2 Q_1 + M_1 P_3 Q_1}{(M_4 P_1 + M_1 P_4 + M_2 P_2 Q_1 + M_1 P_3 Q_1)(Q_3 S_1 + S_3)} - \frac{Q_3}{Q_3 S_1 + S_3} \right] \frac{\text{sen}(\alpha_n z_0)}{2\pi h b z_0 \alpha_n} I_0(\xi_{n1} r) \cos(\alpha_n z)$$

para a tensão, e

$$\hat{u}_{nrr}^{(F)} = \xi_{n1} \left[\frac{M_4 P_4 + M_3 P_4 + M_2 P_2 Q_1 + M_1 P_3 Q_1}{(M_4 P_1 + M_1 P_4 + M_2 P_2 Q_1 + M_1 P_3 Q_1)(Q_3 S_1 + S_3)} - \frac{Q_3}{Q_3 S_1 + S_3} \right] \frac{\text{sen}(\alpha_n z_0)}{2\pi h b z_0 \alpha_n} I_0(\xi_{n1} r) \cos(\alpha_n z)$$

para o deslocamento.

Análise dos Resultados

Para ilustrarmos a solução analítica do modelo, utilizaremos uma fonte com uma distribuição delta no tempo. A Figura (3) mostra a parte real do pulso observado a uma distância de 10 metros da fonte.

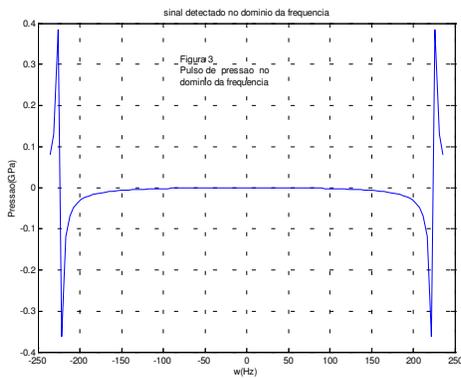


Figura 3 - Pulso de pressão no domínio da frequência.

Na Figura (4) podemos observar também o mesmo pulso de pressão no domínio do tempo.

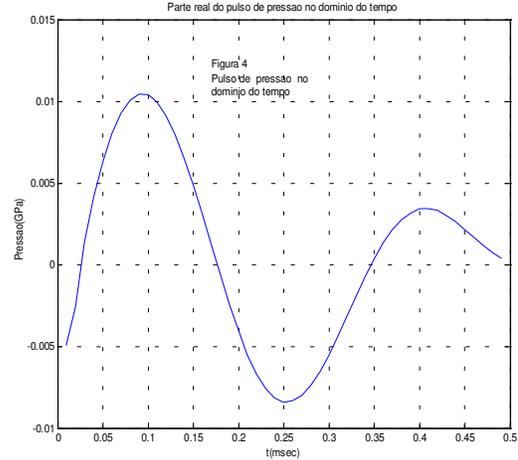


Figura 4 - Pulso de pressão no domínio do tempo.

Conclusões

A metodologia se mostra estável e eficaz para as frequências reais. O uso das séries de Fourier para expressar as soluções é satisfatório e consideravelmente mais simples sob o ponto de vista computacional, do que o uso de integrais. E finalmente, a utilização de uma geometria; com dimensão longitudinal limitada, pode ser útil como parâmetro de qualidade de soluções obtidas por algoritmos numéricos.

Referências

- Blake, J. C. 1942, "Spherical Wave Propagation in Solid Media", The Journal of the Acoustical Society of America, V 24 N° 2.
- Tsang, T. and Kong, A., 1979, "Asymptotic methods for the first compressional head wave arrival in a fluid-filled borehole", J. Acoustical Society of America, V 65, N° 3.
- Edward W. Peterson, 1974, "Acoustic wave propagation along a fluid-filled cylinder", Journal of Applied Physics, V 45, N° 8.
- Mark A. Pinsky, 1998, "Partial Differential Equations and Boundary-Value Problem", International Series in Pure and Applied Mathematics, MacGraw-Hill.



Transformada Wavelet Aplicada a Análise de Perfis Geofísicos – Uma Introdução

João Marcelo Brazão Protázio, UNICAMP, mprotazio@yahoo.com

Orientador: Professor Dr Armando Zaupa Remacre, IG/UNICAMP, armando@ige.unicamp.br

Introdução

As propriedades mais críticas para a caracterização de um reservatório e que melhor definem uma unidade produtora são: porosidade, saturação de hidrocarbonetos e permeabilidade. A avaliação correta destes parâmetros é extremamente importante em todas as fases de exploração e produção de petróleo e é obtida usualmente por meio da aquisição e da análise de perfis geofísicos.

Atualmente a análise wavelet é uma área da matemática em rápido desenvolvimento e com diversas aplicações em vários ramos da ciência e da engenharia. A transformada wavelet é uma transformada localizada tanto na frequência como no espaço, e esta propriedade pode ser vantajosamente usada para se extrair informações de um sinal que não foram possíveis de serem obtidas via transformada de Fourier ou pela transformada de Fourier de curta duração. A transformada wavelet originalmente surgiu na geofísica em meados de 1980 e foi originalmente aplicada na análise propriedades de sinais sísmicos e acústicos. Depois de décadas de significativo formalismo matemático, finalmente esta teoria está sendo aplicada na análise de vários outros processos geofísicos, tais como turbulência atmosférica, ondas de vento oceânicas, batimetria do fundo oceânico, estruturas geológicas estratificadas, mudanças climáticas, entre outras. Devido a estas propriedades únicas, bem adaptadas para a estudo de fenômenos naturais, pode-se antecipar que haverá uma explosão de novas aplicações da transformada wavelet no campo das geociências nos próximos anos.

Este trabalho faz parte de minha dissertação de mestrado e a idéia principal por trás dele é mostrar uma breve resumo da análise wavelet e as aplicações da teoria na geociências. Vai-se mostrar também que o método tem grande potencial e pode ser uma ferramenta de grande utilidade para a análise e melhor interpretação de perfis geofísicos.

Transformada Wavelet

A maior vantagem da análise wavelet sobre a análise de Fourier e variações é a sua capacidade de realizar análises locais, isto é, analisar e localizar tendências, descontinuidades, ciclos, picos, etc... de sinais em localizações distintas (Rioul e Vertteli, 1991). Wavelets são funções que satisfazem certas propriedades, entre elas a de possuir média zero e ser bem localizadas tanto no domínio tempo quanto na

frequência e cuja tradução literal, oriunda do inglês, significa “pequena onda”.

A transformada wavelet contínua (CWT) é uma transformação integral definida como:

$$W(\text{escala}, \text{posição}) = \int f(t)\psi(\text{escala}, \text{posição})dt$$

onde ψ é denominada de função wavelet-mãe ou básica e $f(t)$ é a série temporal (perfil geofísico sem perda alguma de generalidade) que está sendo analisada.

Para o presente estudo foi utilizado um conjunto contínuo de escalas e posições e finalmente defini-se os coeficientes wavelet como:

$$[W_{\psi} f](a, b) = |a|^{-0.5} \int f(t)\psi_{ab}(t)dt$$

onde

$$\psi_{ab}(t) = \psi\left(\frac{t-b}{a}\right)$$

e a e b são respectivamente fator de escala e fator de posição.

Definimos agora, de maneira similar na transformada de Fourier, o espectro de energia wavelet que é dado Por

$$E_w(a, b) = |[W_{\psi} f](a, b)|^2$$

Pode-se observar então, que diferentemente da transformada de Fourier, a transformada wavelet de um sinal a 1D agora fornece como resultado uma matriz de coeficientes wavelet $W(a,b)$ (a partir deste momento, por simplicidade, os coeficientes wavelet serão denominados desta forma). Esta distribuição no espaço (a,b) = (escala, localização) fornece informação sobre a evolução de componentes de diferentes escalas no tempo (ou profundidade, sem perda de generalidade) e é também chamada de espectro de coeficientes wavelet.

Funções Wavelet

Uma das principais críticas feitas a análise wavelet é sobre a escolha arbitrária da função wavelet. Deve-se também notar que a mesma escolha arbitrária é feita também quando se usa as transformadas integrais

mais usuais, como: Fourier, Bessel, Legendre, etc. Não há uma receita de bolo existente para a escolha da função wavelet, mas existem certos vários fatores que podem ser levados em consideração na escolha da mesma (Farge 1992) e algumas propriedades importantes são listadas abaixo:

Ortogonal ou não-ortogonal

A análise wavelet ortogonal produz um espectro wavelet que contém blocos discretos e é muito útil no processamento de sinais, assim como na obtenção de uma representação mais compacta dos mesmos. Por outro lado, a análise wavelet não-ortogonal (que será utilizado no estudo) é altamente recomendada para a análise de séries temporais.

Complexa ou real

Uma função wavelet complexa irá fornecer informações tanto da amplitude quanto da fase e é melhor adaptada para localizar e analisar comportamentos oscilatórios. Uma função wavelet real fornece apenas informação sobre a amplitude e é recomendada para localizar picos ou descontinuidades.

Resolução

A resolução de uma função wavelet é determinada pelo balanço entre a sua resolução no domínio do tempo e a sua resolução no domínio da frequência. Uma wavelet com alta resolução no domínio do tempo terá uma baixa resolução no domínio da frequência, assim como, uma wavelet com baixa resolução no domínio do tempo terá alta resolução no domínio da frequência.

Forma

A forma da função wavelet vai refletir o tipo de características presentes na série temporal. Para séries temporais com picos ou descontinuidades, deve-se escolher uma função wavelet de Haar (a pioneira e mais simples de todas as wavelets), enquanto que em séries bem suaves deve-se escolher uma função wavelet de comportamento suave. Se o interesse principal na análise wavelet for na obtenção do espectro de energia wavelet, a escolha da função wavelet não é crítica, e a escolha da função irá fornecer o mesmo resultado qualitativo.

Aspectos Práticos

Para a análise dos perfis mostrados neste trabalho será usada a wavelet de Morlet, que faz parte do grupo das funções wavelet não-ortogonais, complexas e suaves. Esta wavelet consiste de uma onda plana

modulada por uma função gaussiana e é definida como

$$\psi(\eta) = \pi^{-0.25} e^{i\omega_0\eta} e^{-0.5\eta^2}$$

onde ω_0 é uma constante adimensional que é igual a 6, para satisfaça a condição de admissibilidade (Farge 1992). Pode-se visualizar esta wavelet na **Figura 1**, a parte real contínua e a parte complexa em pontilhado..

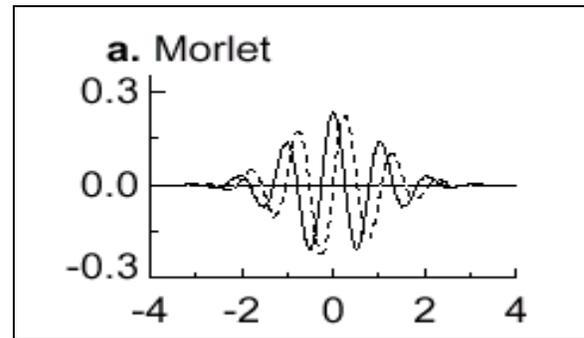


Figura 1

A seguir serão mostradas algumas propriedades e particularidades da transformada wavelet aplicadas a exemplos acadêmicos e em perfis reais de raio gama obtidos em alguns poços de petróleo do campo de Namorado, estes pertencentes a Petrobrás.

Detecção de Descontinuidade

Uma das propriedades das transformada wavelet que difere da transformada de Fourier e a detecção de descontinuidades abruptas ou picos (Astaf'eva 1996), propriedade essa de grande aplicabilidade na análise de perfis geofísicos, especificamente na detecção de falhas e descontinuidades (Prokofh 2000).

Na **Figura 2**, mostrada logo abaixo temos um exemplo clássico de uma descontinuidade quase invisível a olho nú em uma senóide (**Figura 2**).

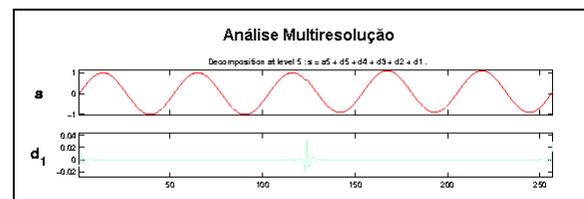


Figura 2

Percebe-se que por meio da análise multiresolução no detalhe de nível 1, obtida via transformada wavelet do sinal, o método foi capaz de marcar a localização exata da descontinuidade (vide pico localizado no sinal d_1 mostrado na **Figura 2**).

A seguir, na **Figura 3**, tem-se um exemplo do procedimento mostrado anteriormente aplicado a um sinal real, neste caso um perfil de raio gama do poço NA01 do campo de Namorado – Petrobrás. Inicialmente fez-se uma filtragem do sinal original usando-se o método do encolhimento de wavelets (wavelet shrinkage), que tem por objetivo a redução (e remoção) do ruído presente num sinal, diminuindo ou zerando a magnitude dos coeficientes da wavelet. (este passo é extremamente crítico, pois, o profissional envolvido neste processo tem de conhecer perfeitamente a geologia do campo que ele está trabalhando para poder inferir sobre o que pode ser ruído ou não). Os principais trabalhos nesta área são artigos de Donoho e Johnstone (1994, 1994 a, 1995b), Donoho et al. (1995, 1996^a) e Johnstone e Silverman (1997). Finalmente obteve-se a decomposição wavelet usando-se a wavelet de haar, no detalhe de nível 1 é possível ver a localização dos picos mais significativos encontrados no sinal.

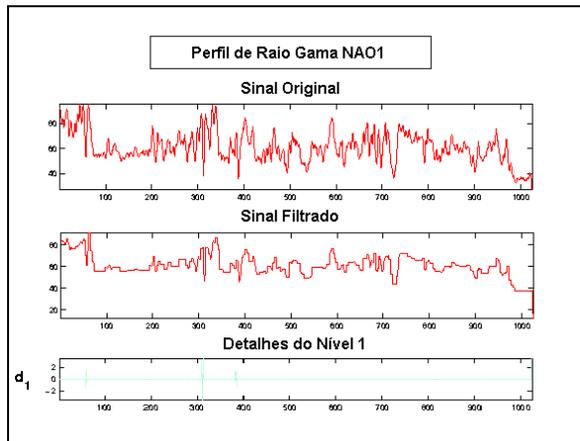


Figura 3

Detecção de Ciclos

A transformada wavelet é capaz de detectar padrões que são invisíveis a transformada de Fourier. Como exemplo clássico pode-se mostrar o caso de dois sinais a seguir: o primeiro sinal consistindo de duas frequências ($\sin 10t$ e $\sin 20t$) superpostas em toda duração do sinal e o segundo consistindo das mesmas frequências, mas cada uma aplicada a cada uma das metades do sinal, como mostrados no gráfico **A e B** respectivamente na **Figura 3**. (O diagrama abaixo mostra a disposição dos gráficos na **Figura 3**)

A	B
C	D
E	F

Nos gráficos **C e D** da **Figura 4** temos a transformada de Fourier das funções mostrados nos gráficos **A e B** respectivamente. Pode-se notar que a transformada de Fourier é completamente “cega” na diferenciação dos dois sinais, ou seja, ela “enxerga” os sinais como um só. Por outro lado, o espectro de energia wavelet, obtido via transformada wavelet dos sinais e mostrados nos gráficos **E e F** respectivamente, consegue fazer esta diferenciação. Esta propriedade é de grande utilidade para a detecção e na localização dos diferentes ciclos (ciclicidades, mudanças na taxa de sedimentação) (Prokoph 2000) contidos em um perfil geofísico.

Pode-se visualizar na **Figura 5** o espectro de energia wavelet obtido para um sinal real, no caso, o perfil de raio gama para o poço NA01 do campo de petróleo de Namorado.

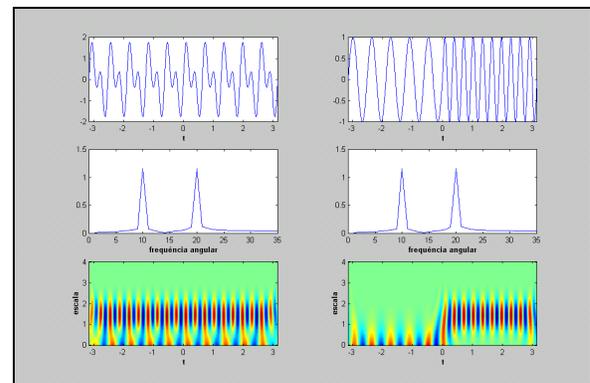


Figura 4

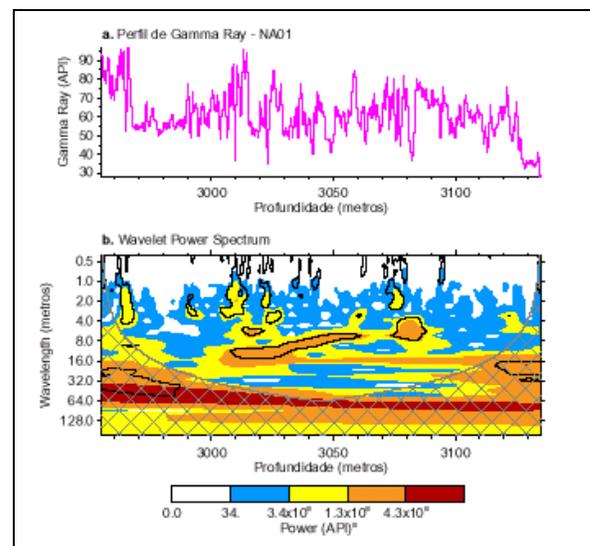


Figura 5

Pose-se observar na **Figura 5** como estão distribuídas as energias para cada um dos comprimento de onda

existentes no sinal e sua localização espacial. Isto é de extrema importância e tem aplicabilidade direta na estimação das taxas de sedimentação (Prokoph 2000).

Conclusão

Parte da finalidade proposta pelo trabalho foi concluída, que foi de mostrar um breve resumo da teoria wavelet e de uma forma um pouco informal mostrar o que está sendo feito de novo nesta área e suas aplicações na área de geociências (na análise de perfis, neste caso).

Os artigos aqui indicados na referência são de grande utilidade para quem está iniciando neste novo e vasto campo da matemática aplicada e parte deles pode ser encontrada com grande facilidade na internet.

Existe uma infinidade de algoritmos disponíveis gratuitamente na internet para efetuar a análise wavelet, e um dos mais importantes é o **Wavelab**, que consiste de uma biblioteca de rotinas MATLAB para a análise wavelet, pacotes wavelet, supressão de ruídos, compressão de dados, etc. Este pacote de programas pode ser obtido livremente via FTP (playfair.stanford.edu/pub/wavelab). Há versões para Macintosh, UNIX e WINDOWS. O pacote foi desenvolvido por Buckheit et al (1995) e atualmente está na versão 0.820. Uma outra maneira de conhecer mais sobre os algoritmos disponíveis atualmente e sobre informações adicionais sobre a área é assinar o Wavelet Digest (para se inscrever, envie o e-mail para add@wavelet.org). Na totalidade, essas referências estão em inglês, mais existe uma boa opção escrita em português pelo Professor Doutor Pedro Morettin da USP, esta com várias aplicações em oceanografia, meteorologia, medicina, geofísica, etc...

Como continuação do presente trabalho e provável capítulo adicional de minha tese, futuramente serão mostradas outras aplicações da análise wavelet aplicadas a geociências e serão fornecidos mais resultados aplicados em casos reais.

References

- Prokoph, A., and Agterberg, F.P. (2000): Wavelet Analysis of well-logging data from oil source rock, Egret Member, offshore eastern Canada, AAPG Bulletin, volume 84, 1617-1632
- Astaf'eva, N.M. (1996), Wavelet Analysis: basic theory and some applications, Uspekhi Fizicheskikh Nauk, Russian Academy of Sciences, volume 166 (11), 1145-1170
- Torrence, C., and Compo, G.P. (1998): A practical guide to wavelet analysis, Bulletin of the American Meteorological Society, volume 19 (1), 61-78
- Prokoph, A., and F.P. Agterberg, 1996, Detection of non-stationarities in geological time-series:

- wavelet analysis of chaotic and cyclic sequences: Computer and Geosciences, volume 22, 1097-1108
- Prokoph, A., and F. P. Agterberg, 1999, Detection of sedimentary cyclicity and stratigraphic completeness by wavelet analysis: an application to late Albian cyclostratigraphy of The Western Canada sedimentary Basin: Journal of Sedimentary Research, volume 60, 862 - 875
- Donoho, D. L, Johnstone, I. M., Kerkyacharian, G & Picard, D. 1995, Wavelet Shrinkage: Assymptopia? (with discussion), Journal Royal Statistical Society, B, volume 57, 301-369
- _____, _____, _____ & _____. 1996a, Universal near minimaxity shrinkage, Festschrift for Lucien Le Cam., Springer-Verlag
- _____, _____, _____ & _____. 1996b, Density estimation by wavelet thresholding, Annals of Statistics, volume 24, 508-539
- Buchheit, J., Chens, S., Donoho, D.L, Johnstone, I. & Scargle, J., 1995, About Wavelab. Disponível no [ftp playfair.stanford.edu/pub/wavelab](http://ftp.playfair.stanford.edu/pub/wavelab)
- Morettin, P., 1999, Ondas e Ondaletas : Da análise de Fourier à análise de Ondaletas, Editora da universidade de São Paulo, Brasil



Vertical Response of a Transverse Dipoles EM Borehole Probe

Paulo Roberto de Carvalho (prdcarvalho@ig.com.br), Faculdade de Ciências Agrárias do Pará - FCAP, Brazil

Om Prakash Verma (verma@ufpa.br), Universidade Federal do Pará – UFPA, Brazil

Abstract

None of the traditional resistivity borehole devices possesses azimuthal investigation properties whereas the unconventional coplanar coil array (dipoles transverse to the borehole axis) has, by design, this attribute. Electromagnetic (EM) vertical responses for the conventional two coil coaxial probe (dipoles coaxial with the borehole) and the unconventional coplanar transverse probe have been obtained for the comparative studies. The conclusions are: 1) The skin effects in the transverse probe responses are stronger than in the coaxial. This disadvantage is almost offset by applying skin effect correction; 2) Polarization “horns” appear against the interfaces inclined with respect to the borehole axis in both types of probes. These polarization horns tend to be more prominent in the transverse probe profile when the interface is normal to the borehole whilst disappear in the coaxial profile. Thus, they are excellent indicators of the interfaces in the transverse profile; and 3) The azimuthal attributes of the transverse probe can be explored in the investigations of the axially asymmetrical geological situations such as vugular or fracture zones, inclined beds and invasion zones in horizontal wells.

Introduction

As yet, none of the traditional resistive and E.M. induction borehole devices possess azimuthal investigation properties, whereas the unconventional coplanar array (dipoles transverse to the borehole axis) has, by design, this attribute. This prompted us to investigate the applications of this transverse EM induction probe (Salvadoretti, 1990; Montenegro, 1991; Souza, 1992; Carvalho, 1993; Carvalho and Verma, 1994; Souza and Verma, 1995; Carvalho and Verma, 1998 and Carvalho, 2000). Recently, Krigshäuser et. al (2000) have shown the use of the transverse probe alongwith the coaxial probe to measure the longitudinal and transverse resistivities of a layered section in a borehole. For a better understanding of the transverse dipoles probe responses in a borehole, we extend the theoretical studies initiated by Kaufman and Keller (1989). The vertical profile responses have been studied for planar-parallel interfaces models representing the bed boundaries (Figure 1). The responses of the transverse and coaxial systems are compared to analyse their relative benefits and limi-

tations. In the theoretical treatment employed here the coils are represented as point dipoles since their radii are considered very small compared to the coil spacing and the wavelength.

Homogeneous Medium

The voltage induced in a receiver coil is $V = -i\omega\mu n_r H \pi a^2$, where $i = \sqrt{-1}$, ω the angular frequency, μ the magnetic permeability, n_r the number of turns, H the magnetic field normal to the plane of the coil of radius a . Dividing this voltage by the coplanar apparatus constant and expanding in powers of L/δ , where L is the coil separation and δ the skin depth defined as $\delta = \sqrt{2/\omega\mu\sigma}$, yields the components of the complex conductivity signal, σ_R (resistive) and σ_X (reactive) :

$$\sigma_R + i\sigma_X = \sigma - \frac{2i}{\omega\mu L^2} - \frac{4}{3} \left(\frac{L}{\delta} \right) \sigma (1 + i) + \dots$$

In this equation the leading real term is equal to that obtained by geometrical factor theory, validating its correctness in the limit of zero frequency and infinite resistivity. The second term represents the mutual inductance between the transmitter and the receiver coil in air and the third onward are the conductivity dependent skin effect terms which are ignored in the geometric factor theory. Therefore, ignoring the higher order terms the third term provides a first order approximation of the skin effects. Figure 02 shows that the skin effects are more intense in the transverse probe response than of the coaxial probe. The transverse inphase response deviates from the linearity much earlier (near $\sigma_t = 10^2$ mS/m) than the coaxial response (near $\sigma_t = 10^3$ mS/m) for all the frequencies studied. Obviously, this effect is more intense at higher frequencies. But, this loss in the inphase response is counterbalanced by the corresponding gain in its quadrature counterpart. Thus, after skin effect corrections (SEC) responses in both systems become almost equal.

Vertical Response of a Transverse Dipoles EM Borehole Probe

Heterogeneous Medium

The theoretical treatment employed here is based on using the Sommerfeld boundary value solutions to vector potentials relating magnetic and electric fields. In case of dipping beds the transmitter acts as a composition of a horizontal and a vertical magnetic dipoles in both probes (Figure 1). The model chosen to study this response is a 10 m thick horizontal bed of 2 S/m conductivity in a homogeneous host of 0.5 S/m. The coaxial resistive response (σ_R) of this model is greater than that of the transverse probe but after the skin effects corrections both (σ_c) approach almost their true conductivity values σ_t (Figure 3). In the transverse probe profiles polarization “horns” appear against the bed boundaries, which can be used as a good indicator of these interfaces. Figure 4 shows the vertical response profiles of the (a) coaxial and (b) transverse probes of a multiple bed sequence in a borehole inclined at 75° for frequencies of 10 kHz and 30 kHz. In this situation polarization horns appear also in the coaxial profiles against the bed boundaries because the electric field transverses the interface in this case. On the other hand, in the transverse probe profile the magnitude of these horns reduce with the inclination of the well. The frequencies affect directly the horn’s magnitudes for both coil arrays.

Causes of the Polarizations Horns

Polarizations horns are caused by the building up of the charges at the boundaries since the normal component of the electric field is discontinuous at the interface. This built-up of charges acts like a secondary transmitter generating a signal on in the proximity of the interfaces. Such a physical situation is encountered when the dipoles are inclined with respect to the interface, *e.g.*, dipping beds or inclined boreholes; or when transverse dipoles are used in the horizontal bed sequences. In the later model with coaxial probe this kind physical situation does not happen therefore, no polarization horn appear.

Conclusions

We recommend that the unconventional transverse dipole probe (coplanar coil array) alongwith the classical coaxial probe, should be employed in the boreholes to demarcate bed boundaries, investigate responses of thinly laminated reservoirs and, in locating

axially asymmetrical anomalies like vugs and fractures.

References

- Carvalho, P. R. de, 1993, Estudo da Resposta de Perfilagem de Indução de Camadas Finas com Diferentes Arranjos de Bobinas - Modelamento Analógico: M. Sc. Thesis (in Portuguese), Federal University of Pará, Brazil, 74 p.
- Carvalho, P. R. de, 2000, Respostas EM dos Arranjos Coplanar e Coaxial em Poço: Ph. D. Thesis (in Portuguese), Federal University of Pará, Brazil, 80 p.
- Carvalho, P. R. de, and Verma, O. P. , 1994, Coplanar coil system in EM induction well-logging tool: 35th Ann. Logging Sym., Soc. Prof. Well Log. Analysts, paper EE.
- Carvalho, P. R. de, and Verma, O. P. , 1998, Induction tool with a coplanar coil system: The Log Analyst, 39,(6), 48-53.
- Kaufman, A. A. & Keller, G. V., 1989, Induction Logging. Amsterdam, Elsevier Publishers. 600p.
- Krigshäuser, B., Fanini, O. , Forgang, S., Itskovich, G., Rabinovich M., Tabarovsky, L. and Yu L., 2000, A new multicomponent induction logging tool to resolve anisotropic formations: 41st Ann. Logging Sym., Soc. Prof. Well Log. Analysts, paper D.
- Montenegro, J. F. B., 1991, Estudo da resposta de diferentes arranjos de bobinas na perfilagem de indução de poço -Modelamento Analógico: M. Sc. Thesis (in Portuguese), Federal University of Pará, Brazil, 64 p.
- Salvadoretti, P., 1990, Construção de um modelo experimental simulando condições de perfilagem de indução: M. Sc. Thesis (in Portuguese), Federal University of Pará, Brazil, 54 p.
- Souza, N. P. R. and Verma, O. P., 1995, Scale-model response of fracture zones to a coplanar induction tool in a borehole: The Log Analyst, 36, (5), 49-57.

Acknowledgments

We thank Luiz Rijo (DGf/UFPA) and Barbara Anderson (Schulumberger-Doll Research) for their valuable feedback. Paulo Carvalho thanks the Engineering Department (DCEE) of the Faculdade de Ciências Agrárias do Pará (FCAP) for the travel support.

Vertical Response of a Transverse Dipoles EM Borehole Probe

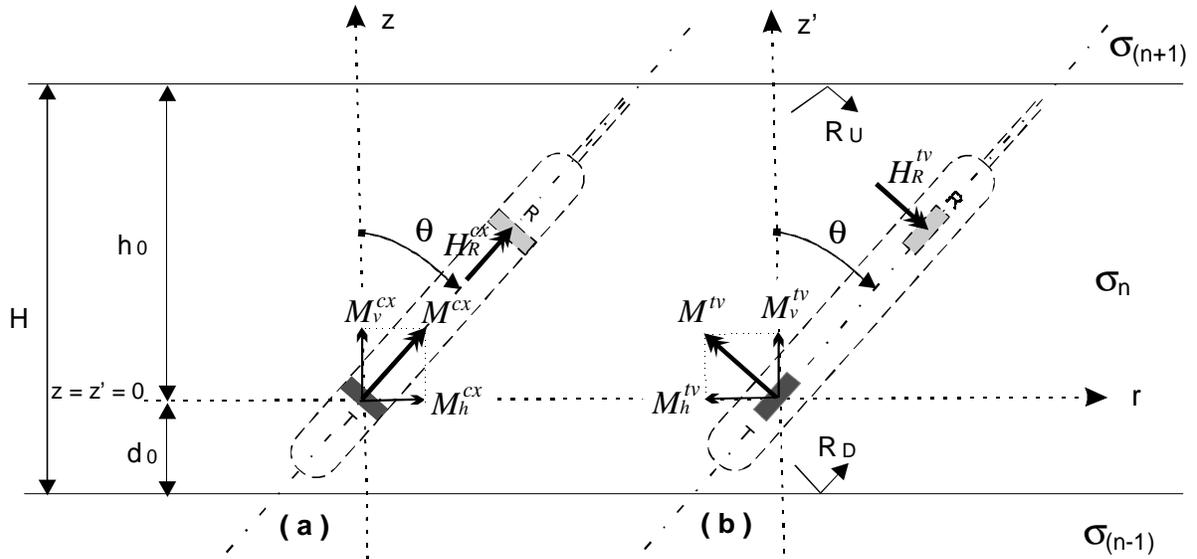


Figure 1 – Schematic representation of (a) Coaxial and (b) transverse probes in a model with planar-parallel interfaces.

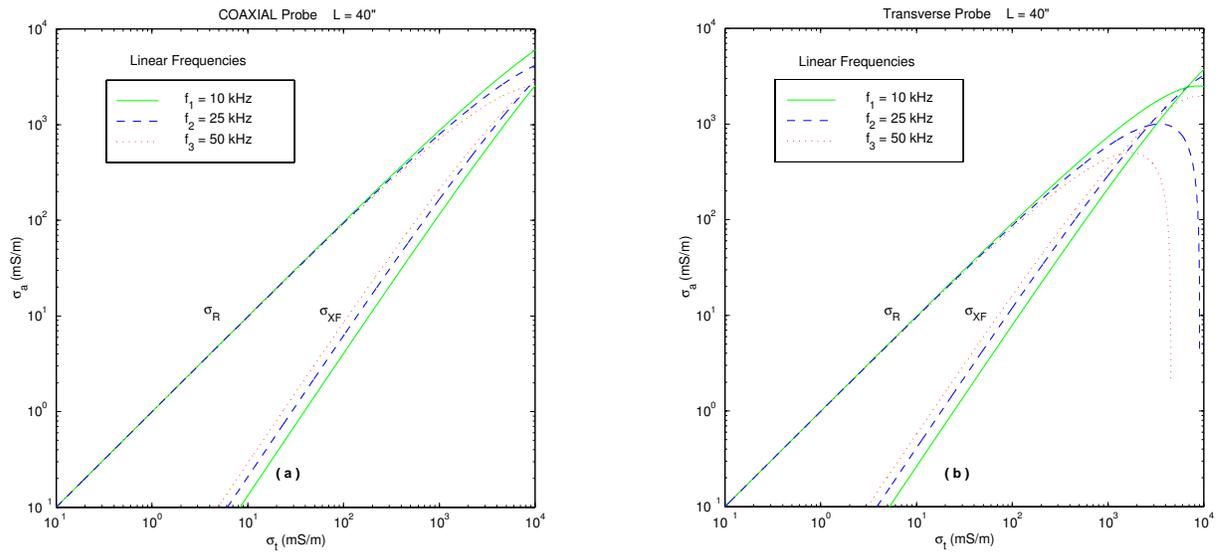


Figure 2 – Resistive (σ_R) and reactive (σ_{XF}) responses of the (a) coaxial and (b) transverse probes in a homogeneous medium.

Vertical Response of a Transverse Dipoles EM Borehole Probe

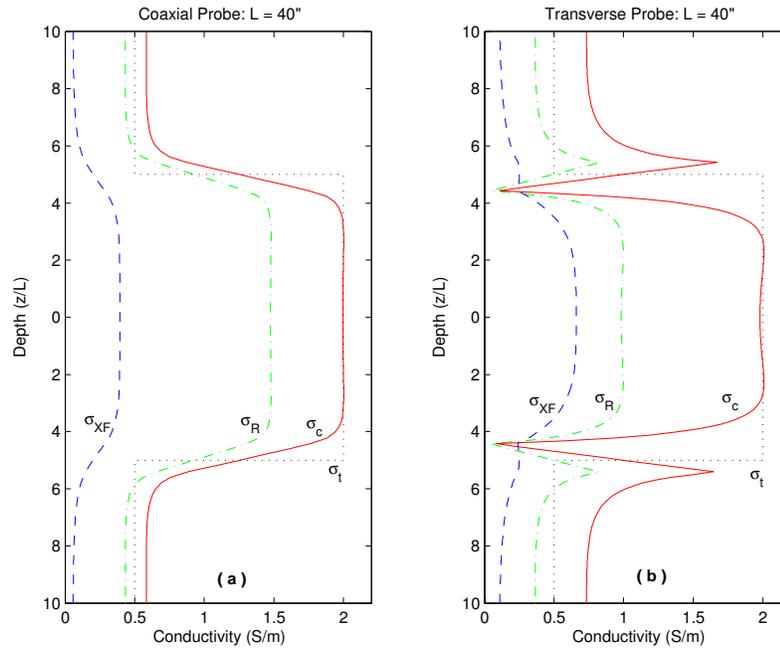


Figure 3 - Vertical responses of the (a) coaxial and (b) transverse probes of horizontal bed in a homogeneous medium. σ_{XF} , σ_R , σ_c and σ_t are reactive, resistive, corrected and true conductivities, respectively.

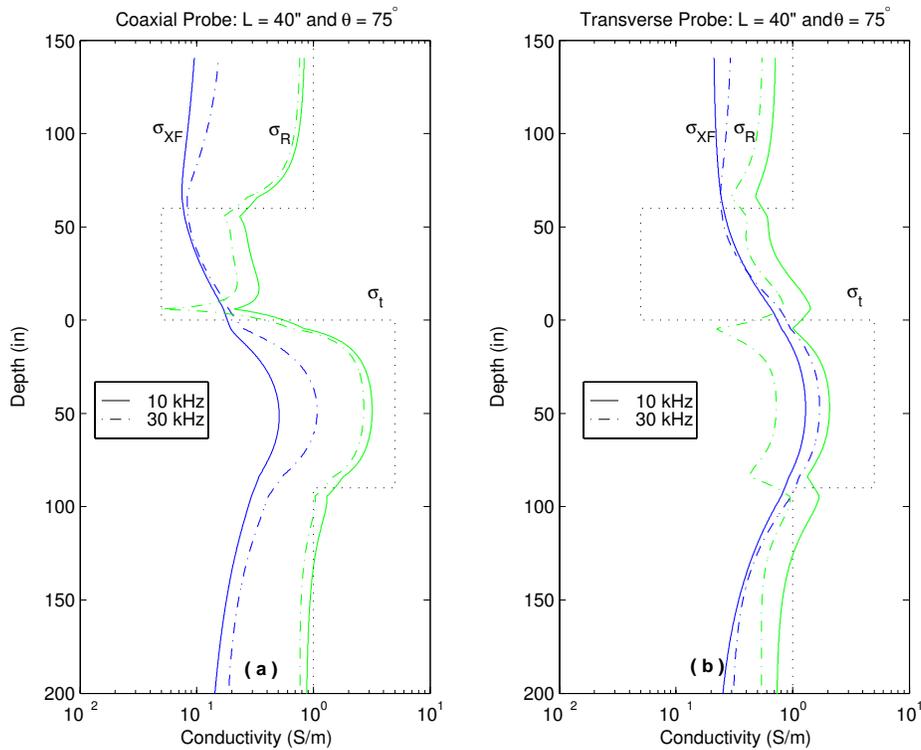


Figure 4 – Response of the (a) coaxial and (b) transverse probes of multiple beds in an inclined borehole (75°).