

**DETECÇÃO DE FRATURAS NO POÇO USANDO
FERRAMENTA DE INDUÇÃO COPLANAR :
MODELAMENTO ANALÓGICO**

por

NELSON PAIVA RAULINO DE SOUZA

Geólogo (Universidade Federal do Ceará – 1988)

Tese submetida como requisito parcial ao grau de

MESTRE EM CIÊNCIAS

em

GEOFÍSICA

ao

Colegiado do Curso de Pós-Graduação em

Geofísica

da

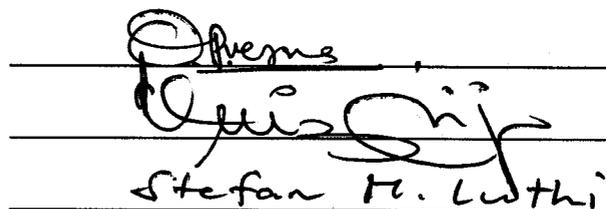
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ

Banca Examinadora :

Dr. Om Prakash Verma (Orientador)

Dr. Luiz Rijo

Dr. Stefan Moritz Luthi



Data da Homologação : 26/02/1992

T.368 **SOUZA, Nelson Paiva Raulino de. Detecção de fraturas no**
S 725 **poço usando ferramenta de indução coplanar: mode-**
 lamento analógico. Belém, Universidade Federal do Pará.
 Centro de Geociências. 1992. 63 p. il.
 Tese (Mestrado em Geofísica) - Curso de Pós-Graduação
 em Geofísica, Centro de Geociências, UFPa., 1992.

1. MODELAMENTO DE INDUÇÃO DE POÇO. 2. MO-
DELAMENTO ANALÓGICO.

0392/577 - 22.04.92

SUMÁRIO

Sumário	i
Lista de Ilustrações	iii
Tabelas	iii
Figuras	iv
Resumo	1
Abstract	2
CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO	3
1.1 Fraturas	3
1.2 Principais Técnicas de Detecção de Fraturas	5
1.3 Aplicabilidade do Perfil de Indução	7
1.4 Objetivo	9
CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS DOS PERFIS DE INDUÇÃO	10
2.1 Equações da Onda e Profundidade de Penetração	10
2.2 Equação da Similitude	11
2.3 Perfil de Indução	13
2.3.1 Ferramenta de Indução Focalizada	16
CAPÍTULO 3. PARÂMETROS DO MODELAMENTO ANALÓGICO	18
3.1 Dados de Reservatórios Fraturados	18
3.2 Parâmetros do Modelo de campo	20
3.3 Parâmetros do Modelo de Laboratório	20
CAPÍTULO 4. MODELAMENTO	21
4.1 Conjunto de Modelamento	21
4.1.1 Sistema de Transmissão	21
4.1.2 Sistema de Recepção	21
a) Etapa de Calibração	22
b) Etapa de Cancelamento	22
c) Etapa de Medição	23
4.1.3 Simulação Física do Modelo	23
a) Tanques	23

b) Ferramenta	23
c) Bobinas	24
4.2 Modelos Simulados	25
4.3 Avaliação Crítica do Modelo	26
CAPÍTULO 5. ANÁLISE, CONCLUSÕES E SUGESTÕES	28
5.1 Escolha da Frequência de Trabalho	28
5.2 Influência da Inclinação da Zona Fraturada e da Posição das Bobinas	29
5.3 Resposta da Ferramenta Coaxial	30
5.4 Efeito da Zona Fraturada no Poço de Perfuração	31
5.5 Sugestão de um Novo Arranjo de Bobinas	31
AGRADECIMENTOS	33
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	34
APÊNDICE A. ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DOS EQUIPAMENTOS	37

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

TABELAS

Tabela 1: Valores de Frequência e Condutividade de Campo e de Laboratório em Escala Linear Reduzida por 10	20
Tabela 2: Modelo Simulados	26

FIGURAS

FIG. 01	Fraturas produzidas por tração (in Ladeira & Loczy, 1981)	40
FIG. 02	Fraturas produzidas por compressão (in Ladeira & Loczy, 1981)	40
FIG. 03	Desenho esquemático de ferramenta de indução focalizada (in Dewan, 1983, modificada)	41
FIG. 04	Diagrama de Blocos dos Sistemas de Transmissão e Recepção	42
FIG. 05	Circuito do Pré-Amplificador	43
FIG. 06	Circuito do Cancelador	43
FIG. 07	Perfil Esquemático do Conjunto de Simulação Física do Modelo	44
FIG. 08	Modelos Simulados	45
FIG. 09	Perfil Esquemático da Ferramenta Coplanar	46
FIG. 10	Resposta do arranjo coplanar na posição de mínima, para diversas frequências, em uma zona fraturada horizontal	47
FIG. 11	Relação entre a posição da ferramenta e a zona fraturada horizontal para explicar a curva da razão S/P	48
FIG. 12	Efeito da rotação da ferramenta de arranjo coplanar na resposta da zona fraturada horizontal	49
FIG. 13	Efeito da rotação da ferramenta de arranjo coplanar na resposta da zona fraturada inclinada de 45°	50
FIG. 14	Efeito da rotação da ferramenta de arranjo coplanar na resposta da zona fraturada inclinada de 60°	51
FIG. 15	Resposta do arranjo coplanar em posição de mínima para várias inclinações da zona fraturada	52
FIG. 16	Resposta do arranjo coplanar em posição intermediária para várias inclinações da zona fraturada	53

FIG. 17	Resposta do arranjo coplanar na posição de máxima para várias inclinações da zona fraturada	54
FIG. 18	Efeito da rotação da ferramenta de arranjo coplanar na resposta da zona fraturada paralela à ferramenta	55
FIG. 19	Variação da razão S/P com o afastamento da zona fraturada	56
FIG. 20	Efeito da variação da espessura da zona fraturada paralela à ferramenta de arranjo coplanar na posição de máxima	57
FIG. 21	Resposta do arranjo coaxial para várias inclinações da zona fraturada	58
FIG. 22	Comparação entre os arranjos coplanar, na posição de máxima, e coaxial	59
FIG. 23	Ferramenta de indução sugerida para melhor recobrimento da parede do poço ...	60
FIG. 24	Duplo acoplamento semi-nulo para uma zona fraturada horizontal	61
FIG. 25	Duplo acoplamento semi-nulo para uma zona fraturada inclinada de 60°	62
FIG. 26	Duplo acoplamento semi-nulo para uma zona fraturada paralela ao poço de perfuração	63

DETECÇÃO DE FRATURAS NO POÇO USANDO FERRAMENTA DE INDUÇÃO COPLANAR : MODELAMENTO ANALÓGICO

(TESE DE MESTRADO : Fev/92)

NELSON PAIVA RAULINO DE SOUZA

Orientador : Dr. Om Prakash Verma

Departamento de Geofísica – Centro de Geociências/UFPA

Caixa Postal 309 – Belém, PA, Brasil

RESUMO

A aplicabilidade de uma ferramenta de indução coplanar de duas bobinas na detecção de zonas fraturadas é estudado através de modelamento reduzido em laboratório. O fator de escala escolhido foi 10 e as condutividades de campo foram representadas por soluções de Cloreto de Amônia. O modelo geológico é composto por uma rocha homogênea resistiva com porções fraturadas e não-fraturada. As resistividades de campo são 4 Ω -m e 200 Ω -m para a zona fraturada e zona não-fraturada, respectivamente. As zonas fraturadas estudadas eram verticais, a várias distâncias da parede do poço, e cruzando a perfuração com mergulhos de 0°, 45° e 60°. A maioria dos perfis foram corridos em uma frequência de laboratório de 100 kHz. Os resultados apresentados sob a forma de perfis mostraram que a ferramenta coplanar fornece informações sobre o mergulho, espessura e distância da parede do poço, dependendo da posição relativa das bobinas e da zona fraturada.

Como a ferramenta coplanar não fornece informação de toda a formação ao redor da mesma, foi sugerido a construção de um sistema de duplo acoplamento semi-nulo (DASN) e alguns perfis são apresentados. Além do maior recobrimento, essa ferramenta fornece uma "técnica de olhada rápida" (quick-look technique) para estimar o mergulho da zona fraturada qualitativamente.

DETECTION OF FRACTURES IN A BOREHOLE USING A COPLANAR-COILS INDUCTION TOOL : ANALOG MODEL STUDY

(TESE DE MESTRADO : Feb/92)

NELSON PAIVA RAULINO DE SOUZA

Advisor : Dr. Om Prakash Verma

Departamento de Geofísica – Centro de Geociências/UFPA

Caixa Postal 309 – Belém, PA, Brasil

ABSTRACT

The applicability of a coplanar induction two-coil system in the detection of a fractured zone is studied through reduced scale model experiments in the laboratory. The scale factor chosen was 10 and the field conductivities were represented by Ammonium Chloride solutions. The geologic model was compounded by an homogeneous resistive rock with fractured and non-fractured parts. The field resistivities are 4 Ω -m and 200 Ω -m of the fractured zone and of the non-fractured zone, respectively. The fractured zones studied are vertical, at varying distances from the borehole wall and those crossing the well are dipping at 0°, 45° and 60°. The majority of the logs were run in a laboratory frequency of 100 kHz. The results presented in the form of profiles (S/P%) show that the coplanar tool gives information about the dip, thickness and distance of the borehole wall depending on the relative position of the fractured zone and axes of the coils.

Some blind zones were found to exist depending upon the geometry of fractures in relation with the coplanar system. To resolve this problem,, we suggested a Semi-Null Double Coupling (SNDC) System and some logs are presented. The SNDC System provides a quick-look technique to estimate qualitatively the dip of the fractured zone.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Todo o trabalho de uma perfilagem de poço visa, principalmente, a detecção de zonas potencialmente produtoras de hidrocarbonetos. Mesmo encontradas estas zonas, isso não implica necessariamente em sucesso na etapa de produção, pois o escoamento do fluido depende de certas características petrofísicas e estruturais do reservatório.

O interesse em geofísica de poço, pela detecção de zonas fraturadas advém do fato da fratura constituir um possível caminho alternativo de maior facilidade para o escoamento do fluido da formação.

1.1 Fraturas

As fraturas raramente ocorrem aleatória, ao acaso ou isoladamente e, mesmo quando isso acontece, existe uma razão de ser, de modo que é sempre possível estabelecer um critério para agrupá-las e classificá-las.

As fraturas reproduzidas, por exemplo, em laboratórios são chamadas de experimentais. A partir desses modelos de fraturas experimentais, tem-se tentado reproduzir os padrões de fraturas encontradas nas rochas, ou seja, fraturas naturais, criando uma classificação de acordo com as forças que as geraram (classificação genética).

A força causadora do sistema de fraturas, por sua vez, controla a orientação, morfologia, abertura, espaçamento e continuidade da fratura e estes parâmetros podem ser modificados durante a história geológica da rocha se esta for submetida a esforços secundários.

A classificação proposta por Stearns & Friedman (1972) e extendida por Nelson (1979) enquadram as fraturas em dois grandes grupos:

- | | | |
|------------------|---|---|
| 1. Experimentais | { | de Cisalhamento
de Extensão
de Tensão |
| 2. Naturais | { | Tectônicas
Regionais
Contracionais
de Superfície |

As fraturas experimentais formam ângulos bem definidos com os três eixos principais de tensão/deformação. Ainda dentro desse primeiro grande grupo, as fraturas de cisalhamento são obtidas em ensaios de compressão dos corpos de prova e formam um ângulo de aproximadamente 30° com a direção do esforço máximo de compressão. Se a fratura forma-se perpendicular ao esforço que a produziu, então é considerada como de extensão ou tensão. Na verdade, forças que produzem essas fraturas tendem a provocar uma expansão do corpo de prova. Um breve detalhamento dessas forças se faz necessário. Em um ensaio simples de tração, um corpo tende a formar fraturas perpendiculares, a essa direção de esforço máximo, ou seja, formam-se as fraturas de tensão. Em um ensaio de compressão, para acomodar o volume do corpo, o mesmo tende a se expandir em uma direção perpendicular a essa direção de compressão máxima. Formam-se, então, fraturas de extensão na direção de expansão do corpo. Os diversos padrões de fraturas experimentais podem ser observados nas Figuras 01 e 02.

Para que as fraturas naturais possam ter sua origem entendida, através dos estudos de corpo de prova em laboratório, duas suposições são necessárias, conforme estabelecido por Stearns & Friedman (1972):

a) As rochas em subsuperfície se fraturam de maneira similar as rochas equivalentes nos testes de laboratório.

b) O padrão das fraturas naturais representa o estado local de tensão na época do fraturamento.

Uma conseqüência lógica dessas suposições é que o padrão de fraturas naturais reflita a mesma geometria, com respeito às forças aplicadas, daquelas fraturas geradas em laboratório. Se estas suposições estão corretas, então é possível estabelecer a força que as originou, bem como, a geometria do sistema de fraturas.

Muitas estruturas geológicas estão relacionadas a fraturas de tamanhos variados. A estas fraturas relacionadas às estruturas dá-se o nome de fraturas tectônicas. Se existe um relacionamento das fraturas com os esforços regionais, estas então são chamadas de fraturas regionais.

As fraturas de contração são de origem diversa e, de acordo com o fenômeno que ocasionou a redução do volume do corpo, podemos ter uma fratura de contração por dissecação, por sinérese,

por resfriamento termal ou por mudança de fase mineral.

Um quarto grupo de fraturas seriam as fraturas de alívio, relacionadas com a liberação da sobrecarga de sedimentos da crosta desbalanceando a reação ao empuxo, ou seja, a pressão litostática, e causando a expansão do corpo.

As fraturas mencionadas anteriormente podem ter sido posteriormente percolada por fluidos, de modo que o seu interior tenha sido parcial ou totalmente preenchido por materiais de naturezas diversas. Entre os materiais comumente encontrados estão a sílica, cicatrizando a fratura, e sedimentos da granulometria de argila, geralmente radioativos.

Devido a natureza complexa dos reservatórios fraturados, complexidade essa aumentada pela perfuração em si que modifica, nas proximidades do furo, o ambiente original do reservatório gerando as fraturas chamadas de induzidas e invadindo a formação com a lama de perfuração, os perfis de poços têm sido usados qualitativamente na detecção de fraturas.

A abordagem sobre fraturas feita nos parágrafos anteriores não deixa claro se algum tipo de fratura está restrito a algum ambiente. Deve-se, no entanto, ter o senso crítico de que um reservatório composto de rochas sedimentares apresente um padrão de fraturas diferente daquele exibido por outro reservatório, composto por fraturas no embasamento. A diferença dos padrões poderia ser justificada pela história geológica a que a rocha esteve submetida e pelo grau de rigidez.

1.2 Principais Técnicas de Detecção de Fraturas

No que diz respeito a fraturas, os primeiros esforços usando análise de perfis em reservatórios fraturados, foram publicados por Mardock & Myers (1951) utilizando perfis de radioatividade e indução obtidos da Formação Spraberry, Texas. Posteriormente, com o melhor conhecimento do comportamento das ondas eletromagnéticas na subsuperfície e, conseqüentemente, aprimoramento das ferramentas, chegou-se à conclusão de que as anomalias de resistividade registradas pelo perfil de indução podem sugerir uma indicação de fratura.

Utilizando-se uma ferramenta do tipo DIL-LL8, o perfil correspondente constitui uma evidência de fratura se a leitura da curva do LL8 (Laterolog raso) é menor que a curva de indução (ILd). Utilizando-se lama doce, o efeito das curvas supracitadas é invertido.

Aguilera & Van Poolen (1977) agruparam as fontes de informação para a avaliação de reservatórios naturalmente fraturados em dois grupos:

1. Diretas {
 - Análise de Testemunho
 - Técnicas de Imagens

2. Indiretas {
 - Teste de Poço
 - Packers de Impressão
 - Análise de Perfis
 - Histórico da Produção do Poço

A técnica baseada na análise de testemunho retira um cilindro de rocha pelo método rotativo de perfuração para posterior análise no laboratório. Através desse estudo, pode-se decidir se a fratura é natural ou foi induzida pelo processo de perfuração, bem como, se o testemunho foi colhido orientado, fornecer informações sobre atitude da fratura. Tal técnica constitui um artifício caro e demorado e só pode ser utilizada em rochas relativamente duras.

Nos últimos anos, dois perfis têm sido usados com algum sucesso. São eles: o BHTV (Borehole Televierer) e o FMS (Formation MicroScanner). Ambos simulam a imagem da parede do poço sendo que o primeiro utiliza ondas acústicas e o segundo, pulsos elétricos. O BHTV, em condições adequadas para o uso da ferramenta, consegue detectar fraturas com abertura de menos de 1 mm e distingui-las entre abertas e fechadas. No entanto, se o diâmetro do poço é largo ou a seção é elíptica, a imagem obtida não é de boa qualidade, condições geralmente encontradas em zonas fraturadas. Outros fatores que também podem complicar a interpretação é a rugosidade da parede do poço, falta de centralização da ferramenta e alto conteúdo de sólidos na lama de perfuração. O FMS, por sua vez, é composto de quatro braços (pads), separados de 90° um do outro e pressionados firmemente contra a parede do poço, que medem a condutividade da formação. Tem melhor resolução vertical que o BHTV e as curvas de microresistividade são utilizadas para construir um perfil auxiliar específico para detecção de fraturas (FIL -Frature Identification Log). O princípio do FIL é descrito por Beck et al (1977). Quando um dos braços cruza uma fratura preenchida com material condutivo, uma anomalia de resistividade é mostrada pela curva do braço correspondente. A relação entre as anomalias mostradas pelas curvas de resistividade de cada braço da ferramenta, quando correlacionados convenientemente, fornecem informações sobre a atitude da

fratura. No entanto, esse método não pode ser usado com lama a base de óleo (não condutiva). Os métodos de imagens fornecem informações de pouca profundidade que podem ser obscurecidas pela lama de perfuração.

Existem outros métodos que investigam a variação do fluxo do fluido da formação, tentando explicar essa variação através de mudanças no espaço poroso da mesma. A variação no espaço poroso pode ser causada por fraturas. Os testes de poço submetem o reservatório ou exemplares de modelos a uma taxa de variação constante de pressão, e quando plotados adequadamente contra o tempo, fornecem informações que, geralmente, permitem calcular a porosidade do sistema. Estes métodos recebem o nome de seus inventores: Pollard-Pirson, Warren-Root-Kazemi, Dyes-Johnson-Odeh, etc.

Os "packers infláveis" são dispositivos cuja função é obter as impressões da parede do poço. Para tal, pressionam uma espécie de borracha ultra macia contra a superfície lateral do mesmo e as rugosidades dessa superfície ficam registradas. Com isso pode ser evidenciado o tipo e a orientação das fraturas.

Outros perfis comumente usados indiretamente para a detecção de fraturas são o sônico, gama ray, caliper, densidade e correção de densidade.

Os registros de amplitudes de ondas sônicas mostram que as ondas compressoriais são mais influenciadas por fraturas verticais a sub-verticais enquanto as ondas cisalhantes são mais influenciadas pelas fraturas horizontais a sub-horizontais. Esse efeito é traduzido pela redução na amplitude das referidas ondas. As fraturas, ao longo de sua história geológica, podem ter sido preenchidas por minerais de argilas resultando em leituras anômalas no perfil de raios gama. As zonas fraturadas são mais susceptíveis a quebras quando são cortadas pela broca de perfuração. Como conseqüência, a seção transversal do poço passa a ser elíptica e é registrada pelo perfil Caliper. O perfil de densidade registra na altura da zona fraturada uma diminuição na densidade da formação em virtude do aumento da porosidade total. (Aguilera & Van Poolen, 1977). Porém, a literatura é unânime em afirmar a não existência de um único método capaz de garantir seguramente a presença de fraturas em toda e qualquer situação encontrada dentro do poço.

1.3 Aplicabilidade do Perfil de Indução

Antes de 1950, as medidas de resistividade da formação eram feitas utilizando-se os arranjos

de eletrodos normal e lateral. A técnica utilizada para obtenção de tais medidas exigia que os eletrodos de corrente fossem pressionados contra a parede do poço. Vários eram os problemas encontrados, entre eles:

- a) Difícil interpretação.
- b) Exigências de extensas cartas de correções para fatores do poço e espessura de camadas.
- c) Falta de controle da direção do fluxo da corrente (para o tipo de ferramenta não focalizada).
- d) Exigência de um bom contato entre o eletrodo e a formação (o que nem sempre é possível em se tratando de rochas duras devido as irregularidades da parede do poço).
- e) A perfuração deveria ser feita com lama condutiva.

O então Engenheiro Chefe da Schlumberger, Henri Doll, que durante a II Guerra Mundial havia inventado um sistema para a detecção de anomalias de materiais metálicos e condutivos a partir do princípio da indução eletromagnética, idealizou a sua aplicação na perfilagem de poço (Anderson et al, 1987).

A ferramenta básica era composta de duas bobinas coaxiais montadas em um mandril isolante e, posteriormente, foram introduzidos outros pares de bobinas para tornar a resposta mais significativa das camadas ao redor da ferramenta. Os primeiros modelos eram bastante influenciados pelas camadas adjacentes, principalmente, se estas tinham uma condutividade considerável.

A resistividade da formação deve ser uma das informações primordiais colhidas durante uma perfilagem de poço. Para tal, deve ser usada uma ferramenta de indução ou o laterolog (eletrodos). O método de indução oferece algumas vantagens sobre o método de resistividade com eletrodos. A saber, melhor resolução vertical e radial e correções rápidas e válidas para poços com até 23 pol.(58,5 cm). No entanto, algumas exigências devem ser obedecidas para se ter resultados confiáveis. Entre elas, a lama deve ser não-condutiva mantendo a relação de que a resistividade do filtrado da lama deve ser maior que duas vezes a resistividade da água da formação . Se a leitura da resistividade profunda (ILd) for menor que $10 \text{ ohm} - m$, as correções são insignificantes; por outro lado, se o valor da correção ultrapassa 50% do valor lido, a medida deve ser abandonada. A descentralização da ferramenta no interior do poço promove um acoplamento residual entre as bobinas transmissora e receptora. Em vista disso, não se consegue medidas precisas em formações com condutividade menor que 5 S/m ($R_t > 200 \text{ ohm-m}$).

Devido ao arranjo coaxial entre as bobinas (utilizado nas ferramentas de perfilagem em uso atual), as ferramentas não são sensíveis a fraturas paralelas ao seu eixo e, devido ao princípio eletromagnético em que se baseiam, não são também sensíveis a fraturas preenchidas com material não-condutivo, como os hidrocarbonetos, por exemplo.

As ferramentas atuais de indução operam num intervalo de resistividades de 0,1 a 1000 ohm-m, estão limitadas a uma temperatura máxima de 150°C e a uma profundidade de investigação radial máxima de 3 m. Utilizam 6 bobinas coaxiais (3 transmissoras e 3 receptoras) onde a separação das bobinas principais é de 40 pol (1 m).

Os melhores resultados são obtidos em formações de média a alta porosidade e a ferramenta de indução é a mais indicada para a maioria dos casos (Dewan, 1983).

1.4 Objetivo

Este trabalho tem por objetivo estudar a aplicabilidade de uma ferramenta de indução de duas bobinas em disposição coplanar na detecção de zonas fraturadas no poço, utilizando técnicas de modelamento reduzido em laboratório. A zona fraturada, encaixada em uma formação resistiva, é simulada por um tanque de PVC e colocada em diferentes posições para estudar a resposta com a orientação da zona fraturada, profundidade de investigação da ferramenta e posição relativa entre o plano das bobinas e a zona fraturada. Essas respostas são comparadas com o sistema de bobinas coaxiais e o sistema usado no modelamento analógico foi modificado e adaptado para realização dos experimentos conforme as necessidades.

No presente capítulo foi feita uma abordagem sobre os principais tipos de fratura segundo a classificação de Nelson (1979), as principais técnicas de detecção de fraturas em perfilagem de poço e as condições de aplicabilidade do perfil de indução; no Capítulo 2 será feita uma abordagem sobre fundamentos do perfil de indução, incluindo evolução sumária da ferramenta de indução até a 6FF40 e equação da similitude para o modelamento analógico; o Capítulo 3 constitui um acervo de dados de reservatórios fraturados, a partir do qual foi montado o modelo de campo simulado no laboratório; o Capítulo 4 faz uma abordagem sobre o desenvolvimento do sistema mecânico e eletrônico usado para compor o modelo reduzido; o Capítulo 5 mostra uma análise dos resultados obtidos, conclusões e sugestões.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS DOS PERFIS DE INDUÇÃO

Os métodos eletromagnéticos são amplamente empregados na exploração de recursos minerais, hidrocarbonetos e água subterrânea. Esses métodos são baseados na teoria eletromagnética através da qual a distribuição de corrente na subsuperfície e, conseqüentemente, o campo eletromagnético é calculado. Estas distribuições de corrente estão associadas a propriedades, tais como, condutividade elétrica do meio (σ), permeabilidade magnética (μ), permissividade elétrica (ϵ) e freqüência do campo eletromagnético. A interpretação dos resultados é dificultada pela complexidade do ambiente geológico onde se realiza a prospecção. Uma maneira de suprir parte dessa deficiência é reproduzir em modelos matemáticos ou de laboratório as condições de campo para se poder conhecer melhor a resposta do método geofísico.

2.1 Equações da Onda e Profundidade de Penetração

Iniciamos com as equações da onda, que são facilmente obtidas a partir das equações de Maxwell (Grant & West, 1965):

$$\nabla^2 \vec{E} - \sigma\mu \frac{\partial \vec{E}}{\partial t} - \epsilon\mu \frac{\partial^2 \vec{E}}{\partial t^2} = 0 \quad (1.a)$$

$$\nabla^2 \vec{H} - \sigma\mu \frac{\partial \vec{H}}{\partial t} - \epsilon\mu \frac{\partial^2 \vec{H}}{\partial t^2} = 0 \quad (1.b)$$

onde \vec{E} e \vec{H} são, respectivamente, os campos elétrico e magnético e são válidas para qualquer dependência de \vec{H} e \vec{E} com o tempo.

Admitindo uma variação temporal da forma $e^{i\omega t}$, as equações (1) assumem a forma

$$\nabla^2 \vec{E} + k^2 \vec{E} = 0 \quad (2.a)$$

$$\nabla^2 \vec{H} + k^2 \vec{H} = 0 \quad (2.b)$$

onde $k = \sqrt{\omega\mu(\sigma + i\omega\epsilon)}$ é a constante de propagação do meio. Considerações a respeito do intervalo de valores assumidos por μ , ϵ , σ e ω simplificam ainda mais as equações (2).

Admitindo uma onda plano-polarizada com \vec{E} no plano zx , \vec{H} no plano yx e propagando-se na direção- x , as equações (2) assumem a forma

$$\frac{d^2 E_z}{dx^2} + k^2 E_z = 0 \quad (3.a)$$

$$\frac{d^2 H_y}{x^2} + k^2 H_y = 0 \quad (3.b)$$

cujas soluções das equações diferenciais são do tipo $\vec{H}_y(x) = H_o e^{\pm ikx}$ e $\vec{E}_z(x) = E_o e^{\pm ikx}$. Compondo uma solução geral introduzindo a dependência do tempo nas soluções acima, as soluções adquirem a forma

$$\vec{E} = E_o \cdot e^{i(\omega t \pm kx)} \quad (4.a)$$

$$\vec{H} = H_o \cdot e^{i(\omega t \pm kx)} \quad (4.b)$$

Como para um bom condutor, numa frequência relativamente baixa, $\sigma \gg \omega\epsilon$, $k = \sqrt{i\omega\mu\sigma}$. Então, a solução das equações (3) assume a forma

$$E_z(x) = E_o \cdot e^{i(\omega t \pm (i\omega\mu\sigma)^{1/2} x)} \quad (5.a)$$

$$H_y(x) = H_o \cdot e^{i(\omega t \pm (i\omega\mu\sigma)^{1/2} x)} \quad (5.b)$$

Trabalhando o conjunto de equações (5) e atribuindo o sinal + para o deslocamento da onda, temos

$$E_z(x) = E_o \cdot e^{i(\omega t + \frac{x}{\delta})} \cdot e^{-\frac{x}{\delta}} \quad (6.a)$$

$$H_y(x) = H_o \cdot e^{i(\omega t + \frac{x}{\delta})} \cdot e^{-\frac{x}{\delta}} \quad (6.b)$$

onde $\delta = \sqrt{\frac{2}{\mu\sigma\omega}}$ é chamado "skin depth" ou profundidade pelicular que representa a profundidade de penetração da onda no meio.

2.2 Equação da Similitude

O desenvolvimento de uma ferramenta de poço na escala de campo conta, a seu favor, com o envolvimento das grandezas e limitações reais que normalmente apareceriam na perfilagem. No entanto, esse procedimento envolveria também enormes laboratórios o que levaria bastante tempo na sua construção e, talvez, economicamente inviáveis. Um artifício hábil seria trabalhar com modelamento em escala reduzida.

Sinclair (1948) desenvolveu as condições em que um modelo pode ser representado por outro. Essa teoria foi posteriormente abordada por Ward (1967) e Frischknecht (1971), entre outros.

Cada sistema eletromagnético pode ser uma réplica de outro por fator de escala. A partir das equações (1) e admitindo que \vec{E}_l e \vec{H}_l sejam, respectivamente, os campos elétrico e magnético no sistema de laboratório e \vec{E}_c e \vec{H}_c no sistema natural (de campo), temos

$$\nabla_l^2 H_l - \sigma_l \mu_l \frac{\partial H_l}{\partial t_l} - \epsilon_l \mu_l \frac{\partial^2 H_l}{\partial t_l^2} = 0 \quad (7.a)$$

$$\nabla_l^2 E_l - \sigma_l \mu_l \frac{\partial E_l}{\partial t_l} - \epsilon_l \mu_l \frac{\partial^2 E_l}{\partial t_l^2} = 0 \quad (7.b)$$

para o sistema de laboratório e

$$\nabla_c^2 H_c - \sigma_c \mu_c \frac{\partial H_c}{\partial t_c} - \epsilon_c \mu_c \frac{\partial^2 H_c}{\partial t_c^2} = 0 \quad (7.c)$$

$$\nabla_c^2 E_c - \sigma_c \mu_c \frac{\partial E_c}{\partial t_c} - \epsilon_c \mu_c \frac{\partial^2 E_c}{\partial t_c^2} = 0 \quad (7.d)$$

para o sistema de campo.

Admitindo que os dois sistemas mantêm relações lineares e temporais, respectivamente, expresso por $L = x_c/x_l = y_c/y_l = z_c/z_l$ e $p = t_c/t_l = f_l/f_c$, trabalhando adequadamente o conjunto de equações (7), segundo Grant & West (1965), entre outros, chegamos a expressão abaixo que é a equação da similitude:

$$L^2 = \frac{\sigma_l \mu_l p}{\sigma_c \mu_c} = \frac{\epsilon_l \mu_l p^2}{\epsilon_c \mu_c} \quad (8)$$

ou

$$f_c \sigma_c \mu_c L^2 = f_l \sigma_l \mu_l \quad (9.a)$$

$$f_c^2 \epsilon_c \mu_c L^2 = f_l^2 \epsilon_l \mu_l \quad (9.b)$$

Como $\mu_0 \approx \mu_l \approx \mu_c$ para a maioria dos minerais e rochas e para baixas frequências, podemos desprezar o produto $f\epsilon$. Apenas a equação (9.a), que assume a forma,

$$L^2 \sigma_c f_c = \sigma_l f_l$$

será considerada, sendo L é o fator de escala linear, f_c e f_l são, respectivamente, as frequências de campo e laboratório, e σ_c e σ_l as condutividades de campo e laboratório.

2.3 Perfil de Indução

Nos primórdios do desenvolvimento da ferramenta de indução, a teoria eletromagnética já estava em estado bem adiantado necessitando de ajustes à situação do poço de perfuração. Começando por uma ferramenta de duas bobinas, três eram os possíveis arranjos: coaxial, coplanar e acoplamento nulo. O idealizador da ferramenta, Doll (1949), optou pelo sistema coaxial onde uma bobina (transmissor) era percorrida por uma corrente alternada e a resposta era recebida por outra bobina (receptor). A escolha do arranjo não foi aleatória e conta com subsídios tanto da própria teoria eletromagnética como de um modelo idealizado por ele, para facilitar os cálculos matemáticos.

Em qualquer trabalho geofísico, a ferramenta é sensível à interação a distância entre circuitos (indutância mútua) devido a indução eletromagnética e está calibrada para medir a resposta de interação direta entre o receptor e o transmissor, de modo que essa resposta é bem conhecida. Como a distância entre as bobinas é fixa, quando a resposta se afastar da esperada, isso ocorre devido a interação de algum circuito condutor da formação com o receptor.

A corrente gerada pelo transmissor faz com que apareça uma força eletromotriz induzida (f.e.m) nos circuitos condutores vizinhos que é proporcional à taxa de variação da corrente do circuito transmissor. A f.e.m aparece devido ao campo magnético variável com o tempo que é criado por essa corrente. A constante de proporcionalidade é chamada indutância mútua e a f.e.m é dada por

$$\epsilon_2 = -M_{12} \frac{\partial I_1}{\partial t_1}$$

Para uma arranjo coaxial de bobinas, onde o raio do transmissor é a_1 e do receptor a_2 e a distância entre o ponto médio das bobinas $l \gg a_1, a_2$, a indutância mútua é dada por

$$M_{12} = (\mu\pi a_1^2 a_2^2) / (2l^3)$$

Nas mesmas condições, para um arranjo coplanar, a indutância mútua é

$$M_{12} = (-\mu\pi a_1^2 a_2^2) / (4l^3)$$

onde vemos que $M_{12}(\text{coaxial}) = 2 M_{12}(\text{coplanar})$.

Aplicando uma corrente conhecida do tipo $I = \text{Re}[I_0 e^{i\omega t}]$ no transmissor, a mesma gera uma f.e.m no circuito condutor da formação, se houver, e outra no receptor, ambas 90° fora de fase com a corrente do transmissor. O sinal de acoplamento direto transmissor/receptor deve ser eliminado, enquanto o sinal gerado na formação ao redor da ferramenta interagirá com o receptor e deverá ser tratado para se colher as informações desejadas. Intuitivamente, podemos perceber que se não houver uma corrente considerável na formação, nada será recebido no receptor. Portanto, a condutividade elétrica da formação deve ter seu peso na resposta do receptor.

Para facilitar os cálculos matemáticos, Doll elaborou um modelo geológico onde a resposta do método seria testada. Tal modelo era formado por espessas, homogêneas e infinitas camadas horizontais, o que permitia que os cálculos da dependência da resposta com a condutividade da formação fossem feitos em um sistema de coordenadas cilíndricas. A sua teoria levou o nome de Teoria do Fator Geométrico e foi posteriormente incrementada por Duesterhoeft (1961), Moran & kunz (1962), Anderson & Gianzero (1983), entre outros.

Além da simetria radial admitida anteriormente, a teoria pressupunha que as bobinas tinham um comportamento de um dipolo magnético e não haveria atenuação do campo eletromagnético. O cálculo da voltagem na bobina receptora era dado por

$$-V_r = K \int_{-\infty}^{+\infty} \int_0^{\infty} g \sigma dr dz \quad (10)$$

onde σ é a condutividade da formação e K uma constante que depende dos parâmetros da sonda (constante da sonda) dada por

$$K = \frac{4\pi\omega^2 n_t n_r A_t A_r I}{L}$$

sendo

n_t é o número de espiras do transmissor

n_r é o número de espiras do receptor

A_t é a secção transversal do transmissor

A_r é a secção transversal do receptor

L é espaçamento entre as bobinas

I é a corrente do transmissor
e g uma constante que depende da geometria do modelo dada por

$$g = \frac{Lr^3}{2(r^2 + (\frac{L}{2} - z)^2)^{\frac{3}{2}}(r^2 + (\frac{L}{2} + z)^2)^{\frac{3}{2}}}$$

A integração da equação (10) para variável z nos dá o fator geométrico radial $G(r)$ e a integração para a variável r , o fator geométrico vertical $G(z)$. Em outras palavras, o fator geométrico nada mais é que um peso pelo qual se deve multiplicar a condutividade de uma determinada zona a fim de que a resposta se torne mais representativa da formação ao redor da ferramenta. A condutividade aparente da formação é obtida multiplicando-se a condutividade de cada zona pelo respectivo peso, ou seja,

$$\sigma_a = \sigma_A G_A + \sigma_B G_B + \sigma_C G_C + \dots$$

Embora tenham sido gastos 10 anos para o lançamento comercial da ferramenta e no papel a coisa funcionasse bem, na prática o perfil de indução apresentava problemas, entre eles, não tinha um bom desempenho em formações de alta condutividade ($\sigma \geq 1 \text{ S/m}$).

Moran & Kunz (1962) analisando melhor a teoria, descobriram que fenômenos não considerados na teoria original fariam diminuir a voltagem na bobina receptora. São eles: interação eletromagnética entre loops de corrente próximos, perdas ôhmicas e a formação de campos eletromagnéticos instantâneos. A voltagem medida era menor que a prevista pela Teoria do Fator Geométrico. Tomando, então, um termo emprestado da Engenharia Elétrica, chamaram essa diferença de sinal do skin effect e a voltagem da bobina receptora passou a ser dada por

$$V = \frac{2TR(\pi a^2)^2}{4\pi} I\omega\mu_i(1 - \nu KL) \frac{e^{-\nu KL}}{L^3} \quad (11)$$

onde

T é o número de voltas do transmissor

R é o número de voltas do receptor

L é o espaçamento entre as bobinas

k é constante de propagação do meio.

Mais precisamente, o "skin effect" expressa a tendência que o condutor possui de não se deixar penetrar ou permitir a pouca penetração da onda eletromagnética. A penetração da onda propriamente dita, como referida anteriormente no final da Secção 2.1, é estimada pelo skin depth.

Tratando adequadamente a equação (11), expressando $k = \frac{1}{\delta}(1 + i)$ e expandindo em Série de Potência em termos de kL , podemos separar esta equação em uma parte real (V_r), em fase com a corrente do transmissor, e outra imaginária (V_x) fora de fase. Ambas as partes são funções de uma constante chamada constante da sonda (K) e dada por

$$K = \frac{(\omega\mu)^2(\pi a^2)^2 T R I}{4\pi L}$$

A condutividade aparente é dada por (Tittman, 1986)

$$\sigma_a = -V_r/K = \sigma\left(1 - \frac{2L}{3\delta}\right)$$

No caso do sistema de bobinas coplanares, a expressão para a condutividade aparente na bobina receptora é (Rijo, 1990)

$$\sigma_a^* = -V_r^*/K^* = \sigma\left[1 - \frac{4L}{3\delta}\right]$$

onde a constante da sonda para o arranjo coplanar (K^*) é a metade do valor para o arranjo coaxial.

2.3.1 A Ferramenta de Indução Focalizada

A ferramenta de indução atual utiliza várias bobinas coaxiais sendo chamado de sistema focalizado (Figura 03). A vantagem principal é que se pode direcionar as linhas de fluxo do campo eletromagnético, além de minimizarem os efeitos do poço e das camadas adjacentes, permitindo boa penetração e boa investigação das regiões mais afastadas da parede do poço.

A ferramenta utilizada atualmente é denominada 6FF40 e dispõe de 3 receptores e 3 transmissores, onde a distância entre o par de bobinas principais é de 40". Metade da resposta desta ferramenta é da região contida em um cilindro de 1,60 m de raio e a outra metade da região além desse cilindro. A resposta é bastante influenciada pela invasão de lamas condutivas, sendo prejudicial em alguns casos e benéficos em outros (no caso de fraturas, por exemplo). A resolução vertical

é de aproximadamente 1,30 m e correções para espessuras de camadas são, na maioria das vezes, desnecessárias.

Atualmente, é corrida juntamente com uma ferramenta focalizada de investigação da zona lavada que utiliza um sistema de eletrodos e, por conseguinte, lama ligeiramente salina. O perfil resultante é o DIL-MSFL (Dual Induction Log - Micro-Spherically Focused Log) que investiga zonas moderadas a distantes da parede do poço pelo método de indução, variando a distância entre as bobinas principais.

CAPÍTULO 3

PARÂMETROS DO MODELAMENTO ANALÓGICO

3.1 Dados de Reservatórios Fraturados

Usando uma combinação de medidas de perfilagem (BHTV E FMS) e análise de testemunhos, Dennis et al. (1987) realizaram um estudo num Complexo de Recifes Carbonáticos situados a leste das Montanhas Rochosas (Rocky Mountains) visando localizar e descrever zonas fraturadas. A porosidade dos recifes variava enormemente, desde aproximadamente 0 a um máximo de 28%. A partir da análise prévia de testemunhos orientados e não-orientados, suspeitava-se da existência de dois conjuntos de fraturas aproximadamente verticais relacionados a esforços de escala regional. A técnica aplicada a um dos poços da região (Poço nº 09) forneceu o intervalo de 48,7 a 52,4 m (3,7 m de espessura) como uma zona fortemente fraturada, onde foi possível observar, através das imagens, aberturas da ordem de 50 microns espaçadas de 25 cm. A contribuição máxima dessas fraturas para a permeabilidade é de aproximadamente 85 milidarcis. Embora a permeabilidade limite seja da ordem de 500 milidarcis num intervalo de porosidade de 10%, a contribuição devido às fraturas é considerada significativa pois a permeabilidade vertical em intervalos de baixa porosidade é aumentada consideravelmente.

Baseado nos testemunhos e nas imagens dos perfis, foi possível estabelecer as seguintes características gerais de fraturas nesse reservatório:

- a) o reservatório é classificado como baixo a moderadamente fraturado;
- b) as fraturas são localizadas em rochas de baixa porosidade (4% a menos);
- c) as fraturas são aproximadamente verticais de comprimento não superior a 50 cm;
- d) a abertura da maioria das fraturas é de 100 microns a menos e
- e) as fraturas realmente aumentam a permeabilidade vertical e devem aumentar a eficiência da captação de fluidos da formação.

Utilizando elementos finitos em um modelamento 3D, Luthi & Souhaité (1990) investigaram a resposta do FMS a fraturas e os resultados foram aplicados em um poço no embasamento de Moodus (Connecticut). O método realmente funcionou determinando fraturas de 10 microns a 1 mm, espaçadas de 1 cm e fornecendo ainda sua orientação. A fratura é modelada como um fino

elemento tabular de resistividade uniforme e igual a da lama (0,1 ohm-m). Mergulhos menores que 40° têm efeito insignificante.

Segundo Hensel Jr. (1987), um reservatório tipicamente fraturado é composto de uma rocha frágil com baixa porosidade intergranular (menor que 6%) e permeabilidade relativamente alta. A ocorrência, padrão e extensão das fraturas nesses reservatórios é controlada por fatores, tais como, intensidade do cisalhamento inicial, fricção interna, ductibilidade da rocha, pressão litostática, temperatura, profundidade de soterramento, tipo de rocha, espessura da camada, etc. Quartzitos e dolomitos encontrados em bacias sedimentares nunca alcançam o estado dúctil; calcários de pouca profundidade são relativamente quebradiços, porém podem ficar menos frágeis a partir de 7500 m; os arenitos situam-se entre os dolomitos e calcários dependendo de grau de cimentação. A maioria dos sistemas fraturados existe dentro de litologias muito resistivas (Lau & Bassiouni, 1989).

A preocupação com a quantificação da porosidade intergranular e fraturada tem sido objeto de estudo de vários autores tanto a partir de dados de avaliação de formação (Elkins, 1953; Aguilera, 1982) como em modelamentos utilizando blocos de geometria definida (Jones, 1975; Braester, 1984).

Harben et al. (1987) realizaram trabalhos em poços de 3 a 4 m de diâmetro, usando um equipamento de perfilagem eletromagnética de indução onde as bobinas eram largamente espaçadas (25 m). A finalidade do trabalho era encontrar zonas argilosas cuja distribuição permitisse a utilização das mesmas como depósito de lixo atômico. Entre uma das características, a zona deveria ser não fraturada a qual era detectada através de uma anomalia de resistividade. Foi usado um arranjo de bobinas coplanar para permitir alguma resolução angular (orientação), determinar a profundidade da fratura e sua distância à parede do poço. Para tal, deve ser conhecida a posição da ferramenta na subsuperfície e esta deve ser corrida várias vezes no interior do poço, efetuando-se um giro em relação ao seu eixo a cada vez que for corrida, para se ter um maior recobrimento da formação ao redor da ferramenta.

Etnyre (1981) e Suau & Gartner (1980) mediram a resistividade para carbonatos fraturados e encontraram um intervalo de valores entre 1 a 10 ohm-m. Aplicando a lei de Archie para porosidade igual a 5%, resistividade do fluido preenchendo a fratura igual a 0,1 ohm-m e expoente

de cimentação igual a 1,4 (para carbonatos fraturados, segundo Parkhomenko, 1967), temos

$$R_0 = \frac{aR_w}{\phi^m} = \frac{0,1}{0,05^{1,4}} = 6,64 \text{ ohm} - m \quad (\sigma = 0,15 \text{ S/m})$$

Na Bacia Pará-Maranhão, na foz do Rio Amazonas, temos evidências de carbonatos fraturados cuja porosidade varia de 1 a 9% (Laranjeira, 1990).

3.2 Parâmetros do Modelo de Campo

Baseado nos dados dos itens anteriores, idealizou-se uma situação real para ser simulada no laboratório. Começando pela ferramenta, esta é composta de duas bobinas separadas de 1 m e em arranjo coplanar onde a bobina transmissora é submetida a uma corrente alternada constante de 20 kHz de frequência.

Esta ferramenta, por sua vez, é corrida numa formação homogênea, carbonática, de resistividade igual a 200 ohm-m, de baixa porosidade ($\phi=5\%$) e cortada por uma zona fraturada vertical a sub-vertical (ângulo das zonas fraturadas é maior que 40°). As fraturas são abertas e preenchidas por material condutivo (lama ou fluido da formação) sendo a resistividade da zona fraturada igual a 4 ohm-m. As fraturas consideradas separadamente possuem aberturas micrométricas a milimétricas, igualmente espaçadas, formando uma zona fraturada de 0,50 m de espessura.

3.3 Parâmetros do Modelo de Laboratório

Aplicando a Equação da Similitude (Equação 9.a) aos parâmetros do modelo de campo para um fator de escala $L=10$, podemos construir no laboratório, dentro das devidas proporções, um modelo em escala reduzida com as seguintes características:

Tabela 1 : Valores de frequência e condutividade de campo e laboratório em escala linear reduzida por 10

CAMPO	LABORATÓRIO
$f_c = 20 \text{ kHz}$	$f_l = 100 \text{ kHz}$
$\sigma_c(\text{frat}) = 0,25 \text{ S/m}$	$\sigma_l(\text{frat}) = 5 \text{ S/m}$
$\sigma_c(\text{rocha}) = 0,005 \text{ S/m}$	$\sigma_l(\text{rocha}) = 0,1 \text{ S/m}$

Os valores do fator de escala e condutividades de campo foram, até certo ponto, limitados pelas substâncias utilizadas para simular o modelo de laboratório que se encontrava a temperatura de 30° C .

CAPÍTULO 4

MODELAMENTO

4.1 Conjunto de Modelamento

O sistema desenvolvido para se conseguir o modelamento analógico reduzido pode ser dividido em 3(três) partes: sistema de transmissão, sistema de recepção e o conjunto de simulação física do modelo geológico.

O sistema de transmissão compreende o oscilador e a bobina transmissora. O sistema de recepção compreende a bobina receptora, os amplificadores, o atenuador, o detector de fase e o registrador gráfico. O conjunto de simulação física do modelo é formado pelo tanque de fibra de vidro, tanque de PVC, ferramenta, etc. Estas 3(três) partes podem ser observadas nas Figuras 04, 07 e 08 e serão descritas a seguir com mais detalhes. Informações sobre especificações técnicas dos equipamentos dos sistemas de recepção e transmissão podem ser encontradas no Apêndice A.

4.1.1 Sistema de Transmissão

O oscilador envia uma corrente alternada para a bobina transmissora ao mesmo tempo que envia esse sinal (sinal de referência) para o detector de fase. A finalidade desse sinal de referência é para que o sinal captado pela bobina receptora possa ser normalizado por aquele e a resposta seja expressa em termos de percentagem do campo primário (razão S/P). O oscilador foi utilizado com voltagem de 1,5 V. A corrente gerada pelo oscilador também passa pelo cancelador e de lá é enviada para o amplificador diferencial.

O sinal que chega à bobina transmissora gera um campo eletromagnético alternado que irá excitar elementos portadores de cargas livres no meio nas proximidades da ferramenta.

4.1.2 Sistema de Recepção

Devido à distância e à disposição coplanar em que estão colocadas as bobinas, o campo gerado pela bobina transmissora (campo primário) é fortemente sentido pela bobina receptora. Esse campo é da ordem de 1000 vezes maior que o campo (campo secundário) gerado pelos circuitos condutores da formação e constitui um sinal indesejável na etapa de medição. Portanto, precisa ser cancelado. No entanto, duas etapas precedem a etapa de medição: calibração dos equipamentos e

cancelamento do campo primário, executadas nessa ordem.

a) Etapa de Calibração

Com o oscilador e os amplificadores convenientemente ajustados (amplificação de 2 vezes para o amplificador diferencial e 5K vezes para o amplificador Tektronix), ajustou-se os visores do detector de fase para que uma das componentes (fase ou quadratura) fosse máxima e a outra mínima. Utilizando recursos do equipamento, os eixos de fase e quadratura foram rotacionados de 90° várias vezes até que se tivesse a certeza da calibração do detector de fase.

Essa calibração só foi possível graças a prévia atenuação do sinal da bobina receptora. Retirando-se o atenuador e com o sinal da bobina receptora convenientemente amplificado para se perceber a anomalia, os visores do detector de fase saturavam. Aumentou-se gradativamente a atenuação até um nível de 40 dB, indicando que o sinal da bobina receptora teve que ser atenuado 100 vezes. Por conseguinte, o visor do detector de fase que está na posição máxima corresponde a 1% do campo primário ao invés de 100 %. Essa atenuação é paulatinamente retirada na etapa do cancelamento.

O registrador gráfico utilizado possui duas penas que registram as componentes em fase e quadratura em cores diferentes (vermelho e azul). Sua calibração é feita de modo semelhante a do detector de fase. Ajustada a faixa de medição (100 mV) para ambas as componentes, movimentou-se as penas para estabelecer a posição zero e a posição máxima da escala gráfica. Rotacionando-se os eixos das componentes do detector de fase, as penas do registrador realizavam movimentação correspondente. Novamente estas penas eram posicionadas nos pontos escolhidos arbitrariamente para zero e máximo da escala gráfica e o processo de rotação dos eixos e o posicionamento das penas foi repetido até que se teve a certeza da calibração do equipamento.

b) Etapa de Cancelamento

O cancelamento consiste em se gerar um sinal de mesma amplitude que o sinal de acoplamento direto, mas defasado de 180° , e somá-lo a este. O sinal é gerado no cancelador onde se utiliza potenciômetros para modificar a fase e a amplitude do sinal gerado. A soma ou cancelamento propriamente dito é feito no amplificador diferencial. Tanto o cancelador como o amplificador diferencial foram construídos pelos técnicos do Laboratório de Instrumentação do Departamento

de Geociências da Universidade Federal do Pará e seus circuitos se acham ilustrados nas Figuras 05 e 06.

Detalhando um pouco mais o cancelamento, inicialmente com o atenuador posicionado em 40 dB, faz-se variar a amplitude e a fase do sinal gerado de modo a cancelar o sinal de acoplamento direto. Esse cancelamento pode ser monitorado nos visores de quadratura e fase do detector. Atingida a posição cancelada, ambos os visores ficam posicionados no zero da escala. O nível de atenuação é baixado para 30 dB e todo o procedimento é repetido até o nível de 0 dB. É chegada a vez de realizar as medidas.

c) Etapa de Medição

A etapa de medição consiste em correr a ferramenta com o auxílio de um motor de passos (stepper motor) simultaneamente com o avanço do papel do registrador. Ficam registradas as curvas das componentes em fase e quadratura do sinal percebido pela bobina receptora normalizadas pelo sinal campo primário e as "marcas de correlação de posição", que servem para correlacionar a posição da ferramenta com o avanço do papel.

4.1.3 Simulação Física do Modelo

a) Tanques

Todo o ambiente geológico que se pretende representar é inserido num tanque de fibra de vidro de 2m x 1m x 0,6m. A zona fraturada, por sua vez, é representada por 02(dois) tanques de material PVC de 0,8m x 0,45m x 0,05m envolvidos por uma cinta de madeira. A diferença entre eles é que um dos tanques possui um furo no centro para permitir a passagem da ferramenta.

O vedamento dos tanques que simulam a zona fraturada foi conseguido usando-se cola araldite, silicone e, principalmente, resina de poliéster com fibra de vidro.

b) Ferramenta

A ferramenta é formada por um mandril isolante (acrílico) contendo os entalhes para acomodar a fiação e as bobinas, conforme ilustra a Figura 09. Possui ainda pinos-guias nas suas extremidades para que a mesma percorra toda a extensão do tanque em uma única posição em relação ao seu eixo. Os pinos-guias são em número de 06 (seis), 03 (três) em cada extremidade

e alinhados longitudinalmente dois a dois, para permitir que a ferramenta seja corrida em três posições diferentes. A ferramenta é corrida sobre trilhos de acrílico colocados a uma altura de aproximadamente 27 cm do fundo do tanque de dimensões maiores supra-citado. Os trilhos são em número de 02 (dois), sendo um fixo e outro móvel.

O principal problema do sistema mecânico diz respeito a movimentação da ferramenta. O atrito teve que ser bastante reduzido para que o motor fosse capaz de puxá-la. A fim de que o problema fosse contornado, aplicou-se graxa sobre os trilhos e foram colocadas pequenas escoras nos pinos-guias para que a ferramenta não efetuasse movimentos consideráveis em torno do seu eixo. A movimentação é feita com a ajuda de um motor de passos (stepper motor), acionado por um controlador e foi colocado um reed suite ("reed relay") nas proximidades da polia do motor de passos, para produzir as marcas de correlação de posição. Estas marcas apareciam no registrador gráfico toda vez que um ímã fixado na polia do motor de passos se aproximava do reed suite.

c) Bobinas

As bobinas, em número de duas, são compostas de um corpo isolante envolvido por um fio esmaltado (diâmetro=0,3 mm) formando um total de 100 voltas. A altura é de aproximadamente 12,5 mm e o diâmetro do corpo isolante mede 19 mm. Já o diâmetro da bobina pronta para uso é acrescido de uns 3 mm devido a inclusão do enrolamento de fios e da blindagem.

A blindagem é formada por duas chapas flexíveis de latão de espessura igual a 0,22 mm, previamente revestidas com fita durex para evitar eventuais contactos com o fio do enrolamento. São posicionadas antes e depois do enrolamento formando um dispositivo semelhante à gaiola de Faraday.

Para evitar danos causados pela infiltração da água, todo o conjunto foi imerso em verniz e, decorrido o prazo para adesão do verniz especificado pelo fabricante, foi então aplicado silicone.

As bobinas eram conectadas aos equipamentos através de cabos blindados e a conexão era feita na cavidade da fiação. Os dois fios da blindagem da bobina eram unidos e soldados à blindagem dos cabos. As medidas eram bastantes sensíveis ao contacto com a água e movimentação dos fios na cavidade da fiação. O problema foi contornado com a aplicação de cola araldite para fixar e isolar os fios.

Soldados os fios e posicionadas as bobinas convenientemente, a ferramenta foi revestida com "papel contact" (uma espécie de plástico adesivo) garantindo ainda mais a impermeabilização.

4.2 Modelos Simulados

A Figura 08 constitui uma complementação da Figura 07 para fins de montagem do sistema reduzido, representando duas situações de campo simuladas no laboratório. A fim de alcançar o objetivo, além das situações mostradas na Figura 08, a zona fraturada foi posicionada perpendicular, paralela e fazendo ângulos de 45° e 60° com a ferramenta.

Para uma dada posição da zona fraturada, a ferramenta foi corrida de três maneiras diferentes (o ângulo α na Figura 08 indica a rotação sofrida pela ferramenta) com relação ao posicionamento das bobinas. Devido ao grau de interação das bobinas com a zona fraturada, foi convencionado que quando o eixo desta aponta para cima (eixo paralelo ao strike da zona fraturada) esta posição é dita de mínima interação. Rotacionado-se a ferramenta de 90° (Figura 09), esta posição é dita de máxima de interação (eixo da bobina ortogonal ao strike da zona fraturada). Além das posições de máxima e de mínima da ferramenta, foi testada uma terceira posição a 45° daquelas recém-citadas e chamada de intermediária.

Para uma zona fraturada na posição horizontal, foi testada a influência das frequências de 80 e 60 kHz. Foi testada também a resposta ao afastamento da zona fraturada quando esta se encontra paralela à ferramenta na posição de máxima.

A título de comparação, foram feitos perfis com a ferramenta coaxial nas seguintes situações da zona fraturada: horizontal, inclinada de 60° e paralela à ferramenta. Os perfis tanto do sistema coplanar quanto coaxial foram feitos na frequência de 100 kHz.

Foi usado cloreto de amônia para fazer variar a salinidade da zona fraturada e, consequentemente, a condutividade.

Tabela 2: Modelos Simulados

ARRANJO	POS BOBINA	FREQ (kHz)	INCLINAÇÃO
Coplanar	Min	100	0°
		80	0°
		60	0°
Coplanar	Int	100	0°
	Max	100	0°
Coplanar	Min	100	45°
	Int		
	Max		
Coplanar	Min	100	60°
	Int		
	Max		
Coplanar	Min	100	90° (d=L)
	Int		
Coplanar	Max	100	90° (e=5 cm; d=L)
			90° (e=10 cm; d≈1,25L)
Coplanar	Max	100	90° (e=5 cm; d=1,5 L)
			90° (e=5 cm; d=2 L)
Coaxial	—	100	0°
	—		60°
	—		90°

4.3 Avaliação Crítica do Modelo

O sistema transmissão/recepção não apresentou grandes problemas visto que já é bastante conhecido, necessitando apenas de ajustes para atingir o objetivo.

Já o conjunto de simulação do modelo geológico teve que ser todo montado, exigindo a habilidade, principalmente, de técnicos em mecânica na busca da perfeição da confecção das peças em função do tempo para realizar o trabalho.

Os principais problemas encontrados foram:

- Movimentação dos fios na cavidade da fiação, o que produzia perfis imperfeitos e com bastante "drift".
- Infiltração de água na ferramenta, também produzindo perfis com "drift".
- Baixo nível de sinal na bobina receptora que teve suas dimensões aumentadas para minimizar o problema.

- Blindagem usada nas bobinas, responsável pelo baixo nível de sinal.
- Vazamento nos tanques que simulam a zona fraturada onde foi usado cola araldite, silicone e fibra de vidro com resina de poliéster para vedar.
- Atrito e empuxo da ferramenta.
- Dificuldade na elaboração da ferramenta devido ao fator de redução escolhido para o trabalho.

Os problemas acima apresentados, quando não foram contornados, foram bastante minimizados através de soluções surgidas, muitas vezes, da experiência adquirida no decorrer do trabalho. O conjunto pronto para uso foi testado com um modelo conhecido e houve concordância nos resultados (foi utilizada uma folha de alumínio simulando uma zona mineralizada). A repetitividade do experimento nos permite classificar o modelo como confiável quando, então, foram iniciadas as medidas a que se refere o objetivo, e os resultados serão apresentados no capítulo seguinte.

A simulação de modelos reais em laboratórios, em particular, geoeletricos, conta, a seu favor, com a diminuição dos gastos que teriam que ser feitos se a experiência fosse realizada diretamente no campo. Por outro lado, essa redução de tamanho nos leva a outras dificuldades de ordem prática, o que nos obriga a fugir do fator de escala escolhido para a redução. Em vista dessa dificuldade supracitada, para se conseguir um bom sinal resposta (o maior sinal é da ordem de 0,3% do campo primário), as dimensões das bobinas tiveram que ser aumentadas e, no modelo de campo, teriam 22 cm de diâmetro. Embora a ferramenta 6FF40 possua um diâmetro de 9 cm, as dimensões da bobina de laboratório não diminuí o crédito dos resultados. Os valores de condutividade utilizados na solução, que simula tanto a zona fraturada como a rocha intacta, estão dentro dos limites normalmente encontrados na perfilagem de poço.

CAPÍTULO 5

ANÁLISE, CONCLUSÕES E SUGESTÕES

Os resultados apresentados a seguir foram obtidos com base em 18 perfis da ferramenta coplanar e 3 da ferramenta coaxial, sendo estes últimos apenas para comparação de quais situações aquela é mais eficiente que esta. Os perfis apresentados não cobrem todas as possíveis e imaginárias situações que ocorrem dentro do poço de perfuração em uma zona fraturada. No entanto, foi o suficiente para se atingir o objetivo especificado no final do primeiro capítulo, e os aspectos não resolvidos e as dúvidas surgidas no decorrer do trabalho serão apresentadas como sugestões.

5.1 Escolha da Frequência de Trabalho

Inicialmente, posicionou-se a zona fraturada horizontalmente e foi corrida a ferramenta coplanar nas frequências de 60, 80 e 100 kHz. Devido a diminuição da amplitude do sinal e da resolução vertical, a frequência de operação que forneceu o melhor resultado foi a de 100 kHz (Figura 10). Todos os perfis posteriores foram corridos nessa frequência.

A curva da razão S/P em função da distância percorrida (ou razão z/L) pode ser explicada conforme ilustra a Figura 11. O campo de acoplamento direto ou campo primário (H_p) permanece constante durante toda a corrida do perfil enquanto o campo secundário (H_{s_1} e H_{s_2}) é que varia. Conforme citado no item 4.2, o campo primário é cancelado mas ele é enviado ao detector de fase como sinal de referência para que possamos avaliar a intensidade relativa do campo secundário. Quando o transmissor (Tx) chega a uma determinada distância da zona fraturada, as linhas de fluxo cortam preferencialmente a superfície lateral da referida zona a ponto de criar um campo secundário (H_{s_1} e H_{s_2}), capaz de se fazer sentir no receptor (Rx) e manifestar uma força eletromotriz induzida (Figura 11a). Com o prosseguimento da corrida do perfil, o transmissor começa a se aproximar cada vez mais da zona fraturada, o que significa menos linhas de fluxo cortando a superfície lateral, e o campo secundário começa a diminuir. Quando o receptor está no interior da zona fraturada, ocorre uma inversão da força eletromotriz registrando a parte negativa da curva (Figura 11b). Ocorre novamente diminuição do campo secundário, inversão da força eletromotriz no receptor e aquele volta novamente a crescer até atingir a amplitude máxima da anomalia. A partir daí, toda a curva se repete. Foi observado que o pico máximo da anomalia ocorre quando o ponto médio da distância

entre as bobinas está no meio ou quase no meio da zona fraturada. Portanto, parece plausível supor que se desenvolvem campos secundários (H_{s1} e H_{s2}) conforme indicado na Figura 11c, para justificar o aumento e a amplitude máxima da razão S/P, já que os campos desenvolvidos nas superfícies laterais da zona fraturada não são suficientes para explicar tal fenômeno. Um raciocínio semelhante explica os "altos e baixos" dos gráficos da razão S/P versus razão z/L para outras inclinações da zona fraturada.

5.2 Influência da Inclinação da Zona Fraturada e da Posição das Bobinas

Sendo a zona fraturada horizontal e homogênea e possuindo dimensões além da profundidade de investigação da ferramenta, as curvas tanto da posição mínima como de máxima e intermediária devem ser semelhantes. Em outras palavras, a anomalia é sentida da mesma maneira independentemente da rotação da ferramenta. Como o orifício que permite a passagem da ferramenta através do tanque que simula a zona fraturada promove um afastamento desproporcional para as diversas posições da bobina, quando a ferramenta foi corrida na posição de máxima, esse afastamento exagerado teve que ser compensado por sacos plásticos contendo solução da mesma condutividade da zona fraturada. O recobrimento das curvas máxima e mínima foi bastante satisfatório o mesmo não ocorrendo com a curva intermediária pela ausência do mecanismo de compensação ficando as bobinas realmente mais afastadas da parede do poço (Figura 12). Daí a menor amplitude para esta curva.

As Figuras 13 e 14 mostram a variação da razão S/P para uma dada inclinação da zona fraturada variando-se a posição da bobina. A medida que o receptor é girado da posição máxima para a mínima, ele é cortado por menos linhas de fluxo do campo secundário na sua seção transversal. Consequentemente, menor é a força eletromotriz induzida. Como agravante, como o transmissor é girado junto com o receptor, menos linhas de fluxo do campo primário cortarão a zona fraturada e o campo secundário será também cada vez mais fraco. Novamente o arrombamento desproporcional fez com que a bobina na posição intermediária produzisse um sinal de menor amplitude que o da posição de mínima. Outro efeito observado foi o maior distanciamento entre os picos de amplitude máxima para a zona fraturada inclinada de 60° .

O efeito da inclinação também pode se manifestar de duas maneiras: na amplitude do sinal e na abertura da curva da razão S/P. Para uma posição fixa da bobina, quanto maior a inclinação,

maior abertura da curva da razão S/P e maior a amplitude do sinal (Figuras 15, 16 e 17). Para a posição de mínima, a ferramenta coplanar é pouco sensível à inclinação da zona fraturada e para a posição de máxima, posição de maior sensibilidade da ferramenta, a distância entre os picos de amplitude máxima é maior.

Embora no parágrafo anterior tenha sido dito que a amplitude do sinal aumenta com a inclinação, comparando-se as Figuras 17 e 18 vemos que a amplitude a 90° de inclinação é menor que a de 60° para a posição de máxima. Isto se deve ao maior afastamento da parede do poço, que o tanque que simula a zona fraturada foi mantido no momento da perfilagem. Afastando-se ainda mais o tanque da ferramenta, observamos uma diminuição do sinal e podemos estimar uma profundidade de investigação da ordem de 2,5 a 3 vezes o espaçamento (L) entre as bobinas (Figura 19). Aumentando-se a espessura da zona fraturada paralela à ferramenta, observou-se um aumento da amplitude do sinal. Um certo volume da zona fraturada, de espessura igual a 1m distante $d=L$, conforme ilustra a Figura 20, está dentro do limite de investigação da ferramenta ocasionando o aumento de sinal. Na posição de mínima e a zona fraturada paralela à ferramenta ("ponto cego" da ferramenta), o sinal obtido foi zero ou muito próximo de zero.

5.3 Resposta da Ferramenta Coaxial

A análise da razão S/P para a ferramenta coaxial revela que a abertura da curva não foi tão pronunciada com a inclinação e ocorreu o inverso da ferramenta coplanar, no que diz respeito a intensidade do sinal. A diferença percentual entre as amplitudes dos mergulhos de 0° a 60° (Figura 21) foi comparável a da ferramenta coplanar na posição intermediária (figura 16) e menor que à da ferramenta na posição máxima (Figura 17). Estando a zona fraturada paralela à ferramenta (Figura 21 e 22), o sinal registrado foi zero ou muito próximo de zero, comparável ao da ferramenta coplanar na posição de mínima (Figura 18).

Pelo exposto no parágrafo anterior, vemos que a ferramenta coplanar realmente dá alguma informação sobre a distância, inclinação e espessura da zona fraturada, enquanto a coaxial é bastante limitada para fornecer tais informações. No entanto, duas condições devem ser pré-estabelecidas para que a análise possa fornecer informações seguras sobre os parâmetros supracitados (inclinação, espessura, etc). A primeira, que diz respeito à teoria da indução eletromagnética, é que a zona fraturada produza uma anomalia de condutividade dentro dos limites de detecção da ferramenta

devido a presença de lama de perfuração ou água da formação nas fraturas, ambos salinos, por exemplo. A segunda é que deve ser conhecida a orientação dos eixos das bobinas no interior do poço.

5.4 Efeito da Zona Fraturada no Poço de Perfuração

A presença de fraturas cruzando o poço tem seus efeitos benéficos e maléficos. Se a sua existência está ligada a zona de água e o poço é do tipo produtor, então esta zona deve ser cimentada para evitar o aumento do conteúdo de água no óleo, perda de pressão, etc. Se o poço é um tipo auxiliar usado para aumentar a pressão do poço produtor na utilização de "métodos especiais" para recuperação, a zona fraturada deve ter preferência sobre as demais por se deixar infiltrar mais facilmente por água, vapor, etc. Se a zona fraturada é paralela ao poço, a ferramenta de indução coplanar desponta na frente das demais já que é a única que consegue detectar a referida zona sem obrigatoriamente ter que cortá-la. Esta zona fraturada passa a ser de vital importância para a produção de óleo em reservatórios fraturados de baixa porosidade se, por um processo de canhoneio (Shut Off), puder ser comunicada com o poço produtor. Porém, a ferramenta de indução coplanar não é sensível a zonas fraturadas preenchidas por óleo. No entanto, detectados indícios de fraturamento no topo da camada de água, é mais admissível que este fraturamento penetre uma certa extensão na camada de óleo do que seja interrompido bruscamente.

5.5 Sugestão de um Novo Arranjo de Bobinas

Apesar do advento da ferramenta de indução coplanar ser bastante promissor, o protótipo apresentado neste trabalho apresenta duas sérias restrições. A primeira delas é que não permite um recobrimento de toda a parede do poço, perdendo informações situadas a 90° do eixo das bobinas. Este empecilho poderia ser contornado se perfilássemos um dado intervalo de profundidade uma segunda vez, rotacionando a ferramenta de 90° . Isso, no entanto, encareceria o custo da operação. Uma segunda, e bem mais séria, é que na falta de um padrão de base para comparação, um perfil de zona horizontal poderia ser confundido com um perfil de uma zona inclinada de 60° a não ser pela parte negativa da curva da razão S/P.

Tentando solucionar estes dois aspectos negativos expostos no parágrafo anterior, desde já fica recomendado estudos posteriores de uma ferramenta de 3 (três) bobinas que será descrita a

seguir (Figura 23). A ferramenta possui um transmissor e dois receptores que interagem segundo o que podemos chamar de duplo acoplamento semi-nulo (DASN). Cada receptor está rotacionado de 45° a partir do transmissor sendo um no sentido horário e outro no sentido anti-horário, conforme ilustra a Figura 23b. Como não existia equipamentos eletrônicos capazes de reproduzir o esquema indicado na Figura 23c, a perfilagem foi feita em duas partes. Inicialmente, utilizando Tx e Rx_1 e, posteriormente, Tx e Rx_2 para uma posição definida das bobinas e da zona fraturada.

Para uma zona fraturada horizontal, a ferramenta DASN não sente influência da rotação da ferramenta mostrando as curvas de Rx_1 e Rx_2 com um certo grau de recobrimento (Figura 24). Limitações na construção do protótipo da ferramenta, o que não permitiu o mesmo grau de acoplamento direto para as duas bobinas receptoras, foram responsáveis pela pequena diferença percentual observada nos picos de amplitude máxima da curva da razão S/P.

Para uma zona fraturada inclinada de 60° , o padrão de recobrimento das curvas é bastante diferente. Estando o transmissor na posição de mínima, o recobrimento entre as curvas de Rx_1 e Rx_2 é bastante satisfatório. A medida que rotacionamos a ferramenta, observamos uma falta de casamento na região correspondente à zona fraturada. A diferença percentual entre os picos de amplitude máxima para as curvas de Rx_1 e Rx_2 está relacionada com o ângulo de inclinação da zona fraturada.

Um perfil para uma zona fraturada paralela à ferramenta pode ser observado na Figura 26. A diferença percentual observada para a inclinação de 60° é de 66,6% enquanto para a de 90° é de 82,4%, reforçando o que foi dito no parágrafo anterior.

O cálculo do skin depth, para uma condutividade igual a da zona fraturada, resultou em um valor quase 18 vezes maior que o espaçamento entre as bobinas e quase 6 vezes maior que a profundidade de investigação. Estudos posteriores devem ser realizados no sentido de aumentar essa profundidade de investigação, testando o modelo para outras frequências, outros espaçamentos entre as bobinas, ou até mesmo, uma nova versão focalizada.

AGRADECIMENTOS

Ao Dr. Om Prakash Verma pela orientação fornecida no decorrer do trabalho e aos demais membros da banca examinadora, Dr. Luiz Rijo e Dr. Stefan Luthi pelas correções e sugestões recomendadas para melhor apresentação da versão final da tese.

Aos Senhores Silvio Souza e Alberto Melo pelos ajustes nos equipamentos eletrônicos utilizados; aos Senhores Candido Neto e Carlos Alberto Pereira pela realização dos serviços de mecânica fina, na elaboração do conjunto de simulação física do modelamento; aos Senhores Manoel e Danu-sio Rodrigues pela realização de serviços de carpintaria e acabamento dos tanques utilizando fibra de vidro, respectivamente.

Ao Departamento de Geofísica do Centro de Geociências da Universidade Federal do Pará pela permissão ao uso dos laboratórios, e ao convênio PETROBRAS, UFPA, CNPq, FINEP e FADESP pelo suporte financeiro necessário à realização do trabalho.

Aos demais profissionais de apoio do Prédio da Geofísica para Petróleo, em particular, Paulo Buarque (Gerente do Sistema Disco Vax), André Luiz Oliveira (arte final das teses) e Ronald Vieira (desenhista).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGUILERA** , R. 1982. Relative Permeability Concepts for Predicting the Performance of Naturally Fractured Reservoirs. Jour. Can. Pet. Tech., 21(5): 41-48.
- AGUILERA** , R. & VAN POOLLEN, H.K. 1977. Current Status on the Study of Naturally Fractured Reservoirs. The Log Analyst, 18(3): 3-23.
- ANDERSON** , B. , BARBER, T. & SCHAEFER, R. 1987. Induction Logging: Evolution of a Technique. Technical Review, 35 (1): 35-41.
- ANDERSON** , B. & GIANZERO, S. 1983. Induction Sonde Response in Stratified Media. The Log Analyst, 24 (1): 25-31.
- BECK** , J., SCHULTZ, A. & FITZGERALD, D. 1977. Reservoir Evaluation of Fractured Cretaceous Carbonates in South Texas. In: SPWLA ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM 18, June 5-8, Houston, TX, p. 1-25.
- BRAESTER** , C. 1984. Influence of Block Size on the Transition Curve for a Drawdown Test in a Naturally Fractured Reservoir. Soc. Pet. Eng. J. 24(5): 498-504.
- DENNIS** , B., STANDEN, E., GEORGI, D. T. & CALLOW, G. O. 1987. Fracture Identification and Productivity Predictions in a Carbonate Reef Complex. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, Dallas, 1987. SPE Paper nº 16808 TX. p. 579-588.
- DEWAN** , J. T. 1983. Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation. Tulsa, PennWell Publishing , 360 p.
- DOLL** , H. G. 1949. Introduction to Induction Logging and Application to Logging of Wells Drilled with Oil Based Mud. Petroleum Transactions, AIME, 186: 148-162.
- DUESTERHOEFT JR**, W. C. 1961. Propagation Effects in Induction Logging. Geophysics, 26 (2): 192-204.
- ELKINS** , L. F. 1953. Reservoir Performance and Well Spacing, Spraberry Trend Area Field of West Texas. Trans., AIME, 198: 177-196.

- ETNYRE** , L. 1981. Fracture Identification in the Panoma Field Council Grove Formation. *The Log Analyst*, 22(6): 3-6.
- FRISCHKNECHT** , F. C. 1971. Electromagnetic Scale Modeling. In: WAIT, J. R. ed. *Electromagnetic Probing in Geophysics* . Boulder, Golem Press. p. 265-320.
- GRANT** , F. S & **WEST**, G. F. 1965. *Interpretation Theory in Applied Geophysics*. New York, McGraw-Hill Book , 584 p.
- HARBEN** , P. E., **RODGERS**, P. W. & **HOLLADAY**, G. 1987. Evaluation and Design of a Large Spacing Loop-Loop Electromagnetic Tool. *The Log Analyst*, 28 (4): 17-26.
- HENSEL JR**, W. M. 1987. A Perspective Look at Fracture Porosity. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 62, Dallas, 1987. SPE Paper no. 16806 TX. p. 571-578.
- JONES JR**, F. O. 1975. A Laboratory Study of the Effects of Confining Pressure on Fracture Flow and Storage Capacity in Carbonate Rocks. *Jour. Pet. Tech.*, 27(JAN): 21-27.
- LARANJEIRA** , A. A. S. 1990. *Interpretação de Perfis dos Carbonatos Fraturados da Bacia Para-Maranhão*. Belém, 129 p. (Tese de Mestrado da UFPA).
- LAU** , M. N. & **BASSIOUNI**, Z. 1989. Oil Detection in Fractured Carbonates of Chapayal Basin, Guatemala. *The Log Analyst*, 30(4): 261-269.
- LUTHI** , S. M. & **SOUHAITÉ**, P. 1990. Fracture Apertures from Electrical Borehole Scans. *Geophysics*, 55 (7): 821-833.
- MARDOCK** , E. S. & **MYERS**, J. P. 1951. Radioactivity Logs Define Lithology in the Spraberry Formation. *Oil and Gas Journal*, 47(1): 50-90.
- MORAN** , J. H. & **KUNZ**, K. S. 1962. Basic Theory of Induction Logging and Application to Study of Two-Coil Sondes. *Geophysics*, 27 (6): 829-858.
- NELSON** , R. A. 1979. Natural Fracture Systems: Description and Classification. *AAPG Bulletin*, 64 (12): 2214-2232.

- RIJO** , L. 1990. Notas de Aula do curso "Teoria dos Métodos Elétricos e Eletromagnéticos I e II".
- SINCLAIR** , G. 1948. Theory of Models of Electromagnetic Systems. Proc. of Radio Eng., 36, 1364-1370.
- STEARNS** , D. W. & **FRIEDMAN**, M. 1972. Reservoirs in Fractured Rock, in Stratigraphic Oil and Gas Field-Classification, Exploration Methods and Case Histories. AAPG Mem, 41: 1-50.
- SUAU** , J. & **GARTNER**, J. 1980. Fracture Detection from Well Logs. The Log Analyst, 21(2): 3-13.
- TITTMAN** , J. 1986. Geophysical Well Logging, New York, Academic Press, 125 p.
- WARD** , S. 1967. The Electromagnetic Method. In: Society of Exploration Geophysics. Mining Geophysics. Tulsa. v.2, p. 192-204.

APÊNDICE A

ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DOS EQUIPAMENTOS

a) Oscilador

Referência: GR 1316 (General Radio)

Função: fornecer uma corrente alternada à bobina transmissora e ao detector de fase para servir como sinal de referência.

Características: trabalha no intervalo de 10 a 100 kHz com distorções inferiores a 0,2% se a potência máxima fornecida for de 1,6 W; as componentes da voltagem em fase e quadratura do sinal de referência ($1,25 \pm V_r, ms$) têm, respectivamente, distorções menores que 0,2% e 0,4% e a impedância mínima de saída é 47 k Ω ; para um dado valor de frequência, a precisão é de 1%.

b) Amplificador

Referência: AM 502 (Tektronix)

Função: amplificar o sinal captado pela bobina receptora já que o campo primário é aproximadamente 1000 vezes maior que o campo secundário.

Características: amplificador de sintonia de baixo ruído (menor que 25 μV com impedância de saída de 25 V no intervalo de 10 a 1 MHz) e ganho variando entre 1 a 10^5 vezes, ajustado de modo contínuo através de potenciômetro e chaves; sintonizável entre 0,1 a 1 MHz, sendo 9 posições de chaveamento para a alta frequência (100 - 1 MHz) e 6 posições para a baixa frequência (0,1 a 10 kHz).

c) Detector de Fase

Referência: modelo 1238 (General Radio)

Função: monitorar a magnitude e as componentes em fase e quadratura do sinal resposta.

Características: opera no intervalo de 10 a 100 kHz no regime "flat" ou "tuned" (passa banda) com precisão de ± 5 dB para o regime flat e de $\pm 5\%$ do valor lido para o regime tuned; possui filtro de rejeição do sinal da rede de alimentação (line-rejection filter) causando uma atenuação maior que 40 dB; entrada máxima de $200 V_{rms}$; ganho máximo de 105 dB no regime flat e 130 dB no regime tuned; possui chave para rotacionar as componentes em fase e quadratura de 90° simultaneamente, e potenciômetros individuais para ajuste fino capaz de rotacionar cada componente de 10° .

d) Amplificador Diferencial

Referência: circuito desenvolvido no Departamento de Geociências da Universidade Federal do Pará, conforme ilustra a Figura 05.

Função: pré-amplificar o sinal captado pela bobina receptora e realizar o cancelamento do sinal de acoplamento direto transmissor/receptor.

Características: amplifica 2 (duas) e 10 (dez) vezes o sinal da bobina receptora; utiliza 2 (duas) baterias de 9V.

e) Cancelador

Referência: circuito desenvolvido pelo Departamento de Geociências da Universidade Federal do Pará, conforme ilustra a Figura 06.

Função: gerar um sinal de mesma amplitude mas defasado de 180° do sinal de acoplamento direto para que a soma destes sinais resulte em cancelamento no amplificador diferencial.

Características: possui potenciômetros com ajuste fino para fazer variar a fase e a quadratura do sinal gerado.

f) Registrador Gráfico

Referência: RB 102 (Equipamentos Científicos do Brasil)

Função: registrar as componentes em fase e quadratura do campo secundário normalizadas pelo campo primário.

Características: largura máxima do registro é de 25 cm; tempo de resposta menor que 1 segundo para a deflexão total; multifaixa (11 canais) desde 1 mV a 2 V; precisão do divisor de 0,1%; sensibilidade de 0,1% da faixa selecionada; 24 velocidades de arraste do papel sendo 12 em cm/min e 12 em cm/h distribuídas de 1 a 60; possui marcador de eventos.

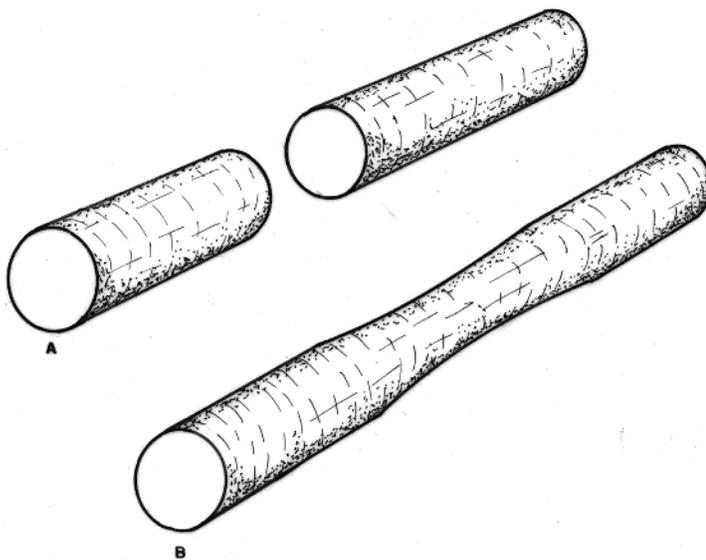


FIG. 01 - Fraturas produzidas por tração (in Ladeira & Loczy, 1981).

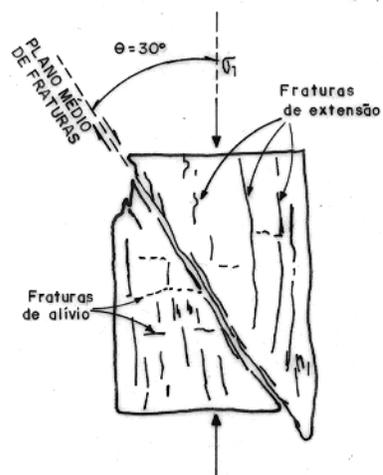


FIG. 02 - Fraturas produzidas por compressão (in Ladeira & Loczy, 1981).

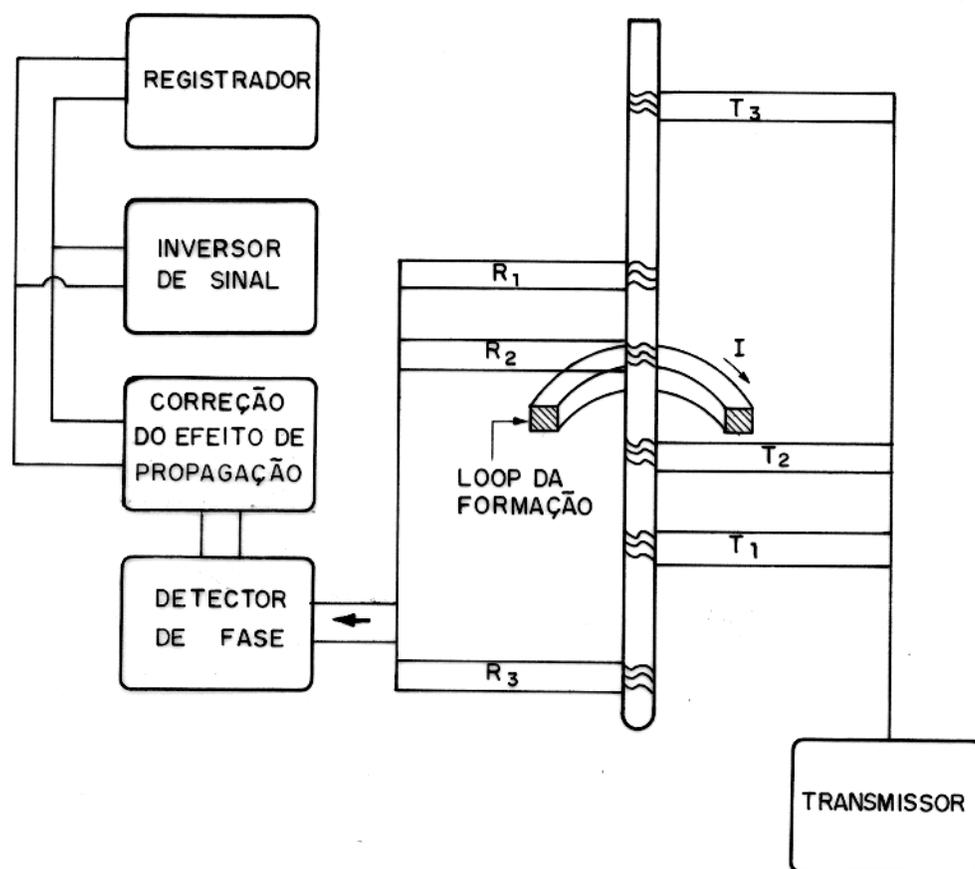


FIG. 03 - Desenho esquemático de ferramenta de indução focalizada (in Dewan, 1983, modificada)

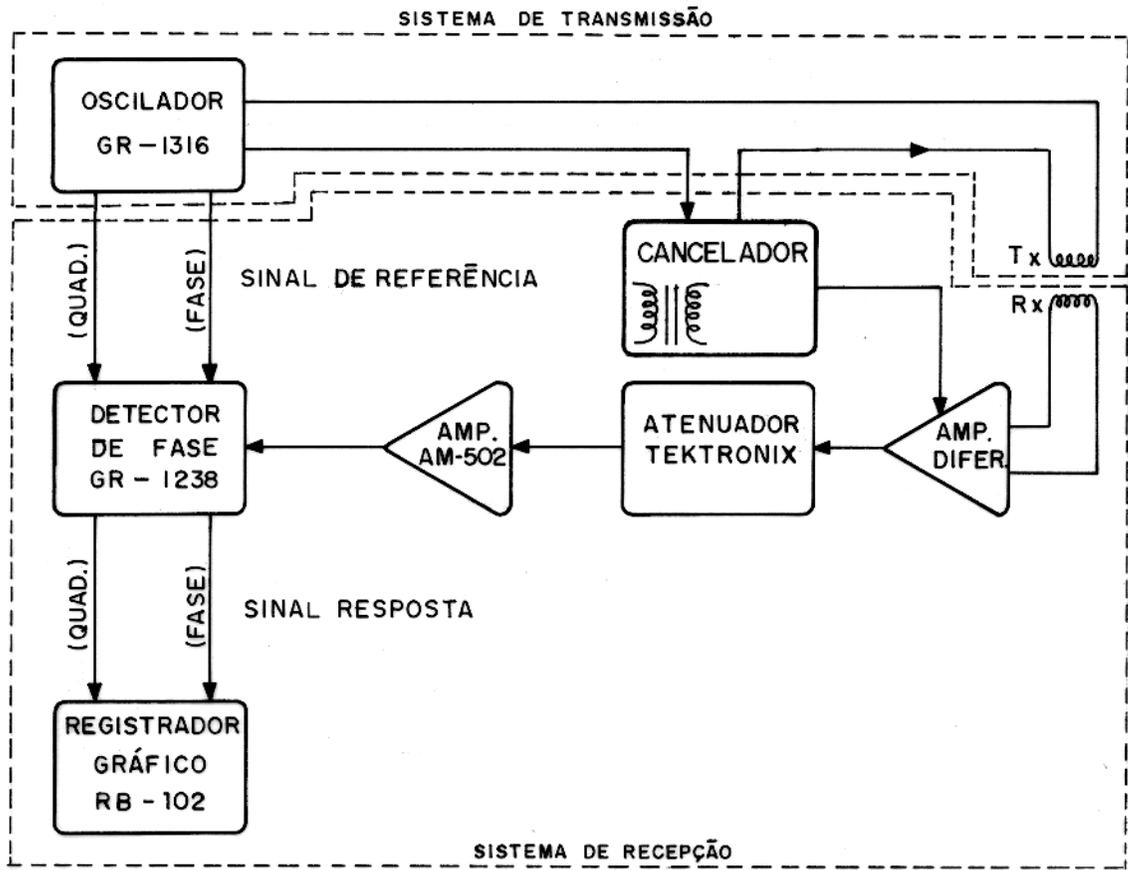


FIG. 04 - Diagrama de Blocos dos Sistemas de Transmissão e Recepção.

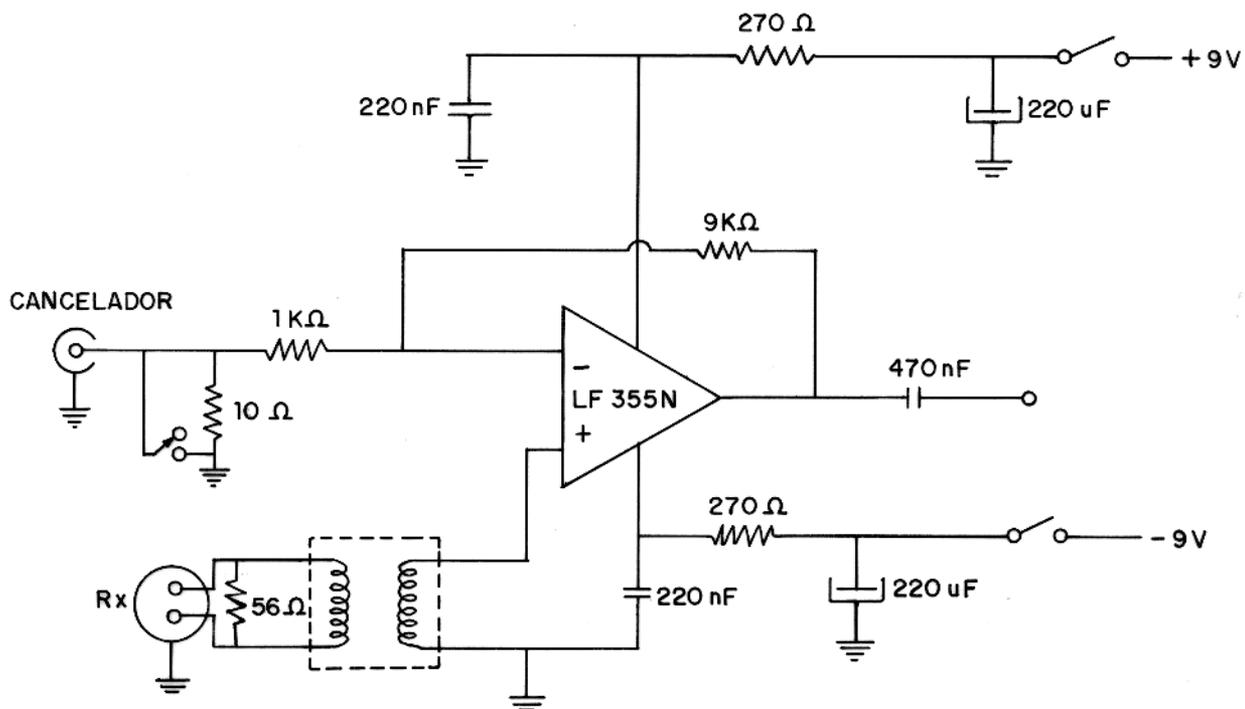


FIG. 05 - Circuito do Pré-Amplificador

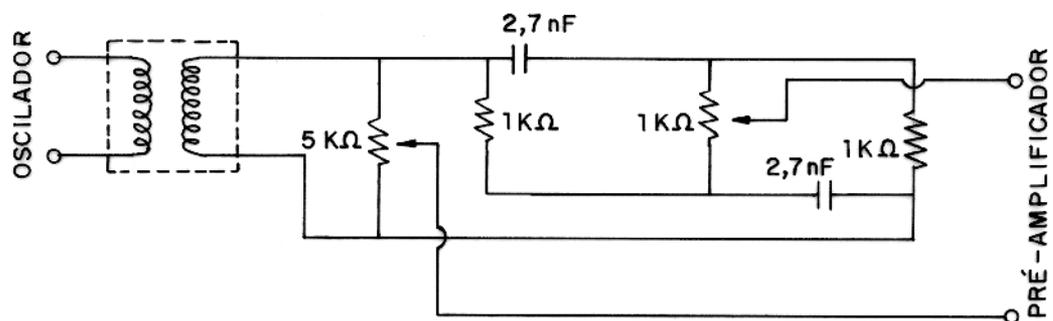


FIG. 06 - Circuito do Cancelador

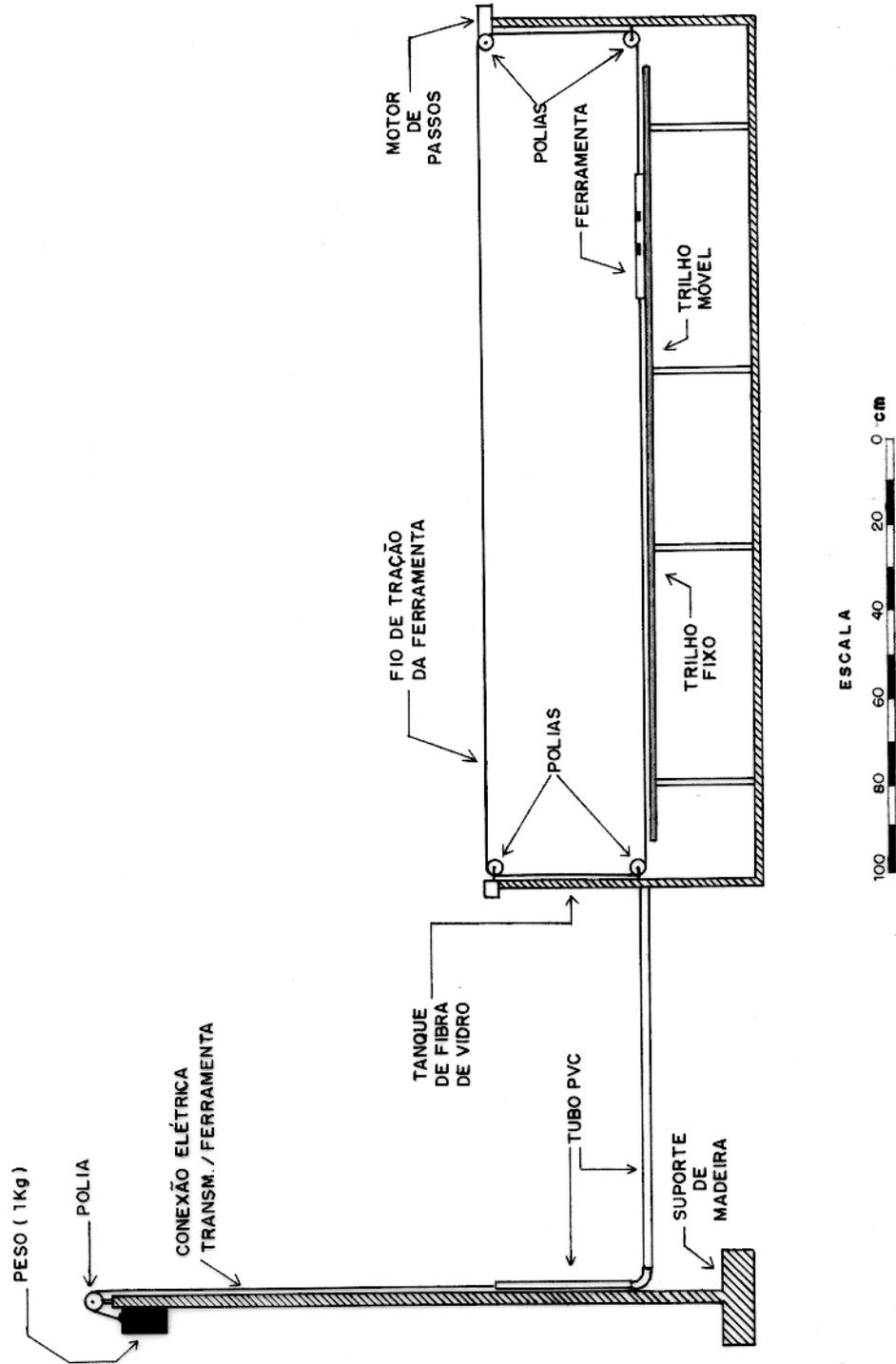


FIG. 07 - Perfil Esquemático do Conjunto de Simulação Física do Modelo.

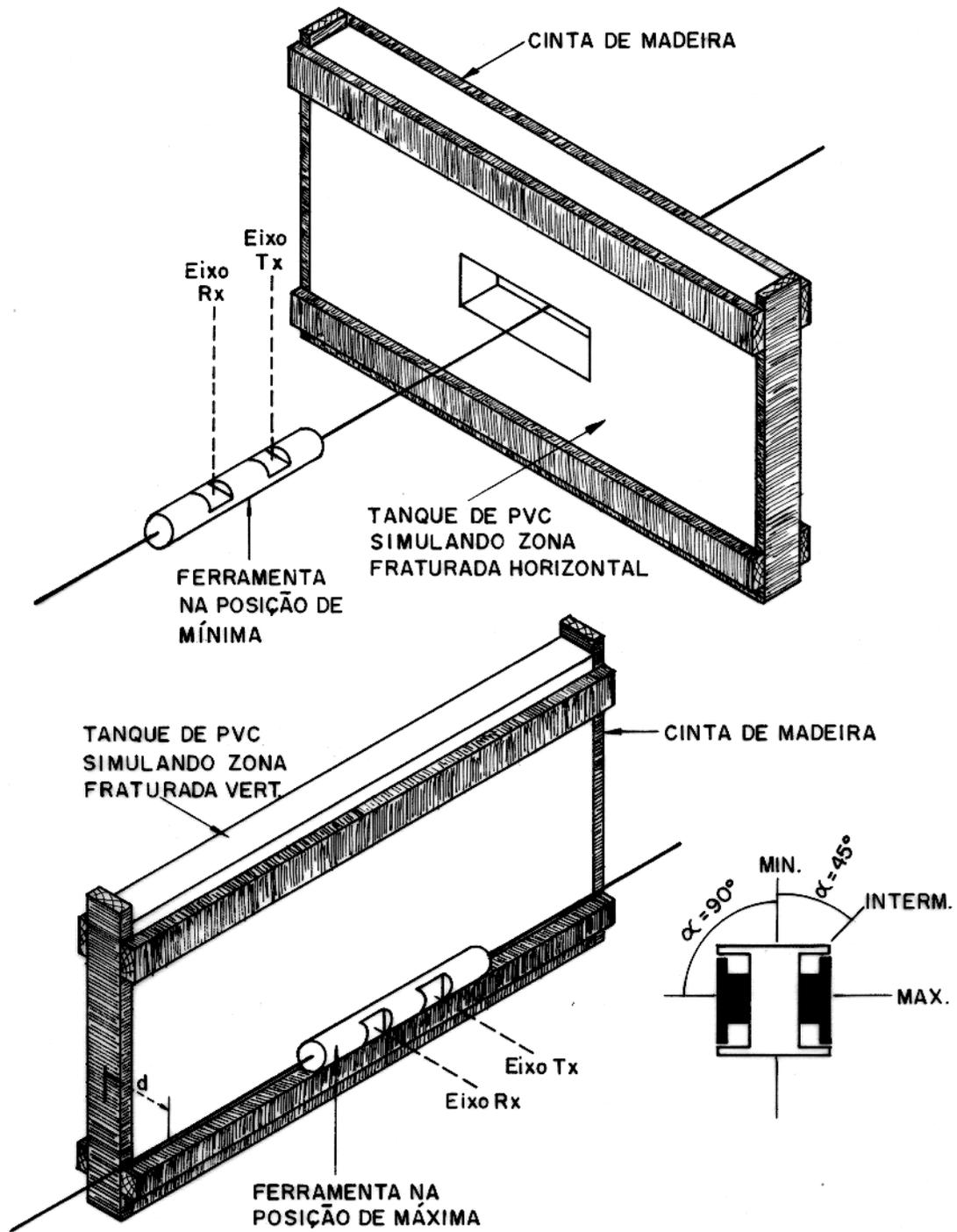
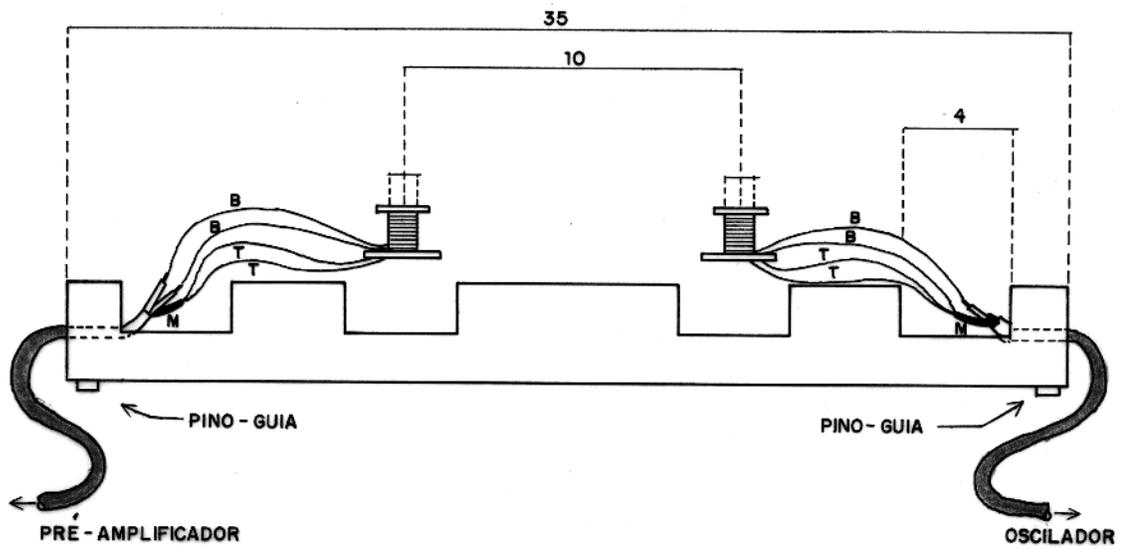


FIG.08 - Modelos Simulados



- T FIO DE TERRA LIGADO À BLINDAGEM
- B FIO DO ENROLAMENTO DA BOBINA
- M MALHA DE BLINDAGEM DO CABO

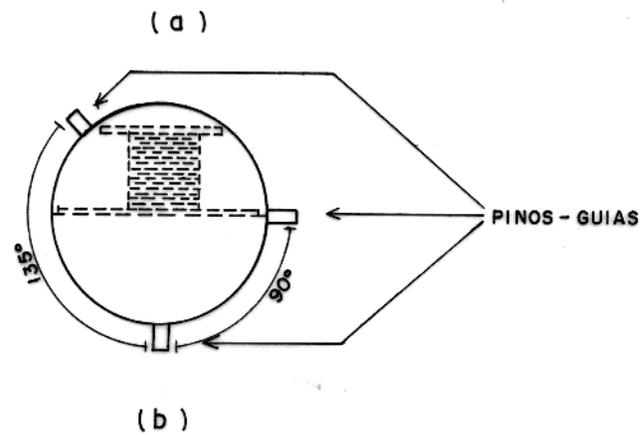


FIG.09 - Perfil esquemático da ferramenta coplanar.

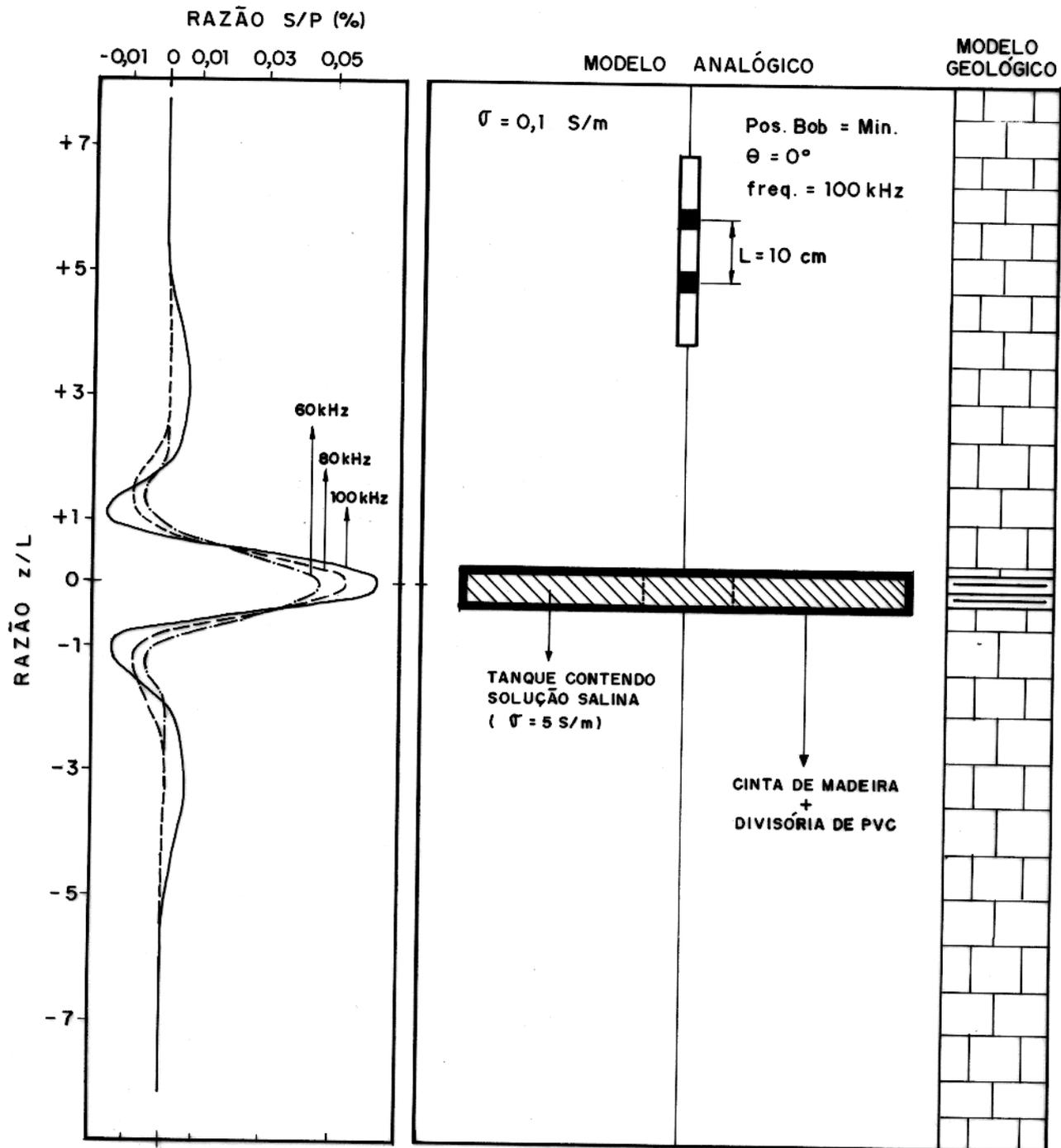


FIG. 10 - Resposta do arranjo coplanar na posição de mínima, para diversas frequências, em uma zona fraturada horizontal.

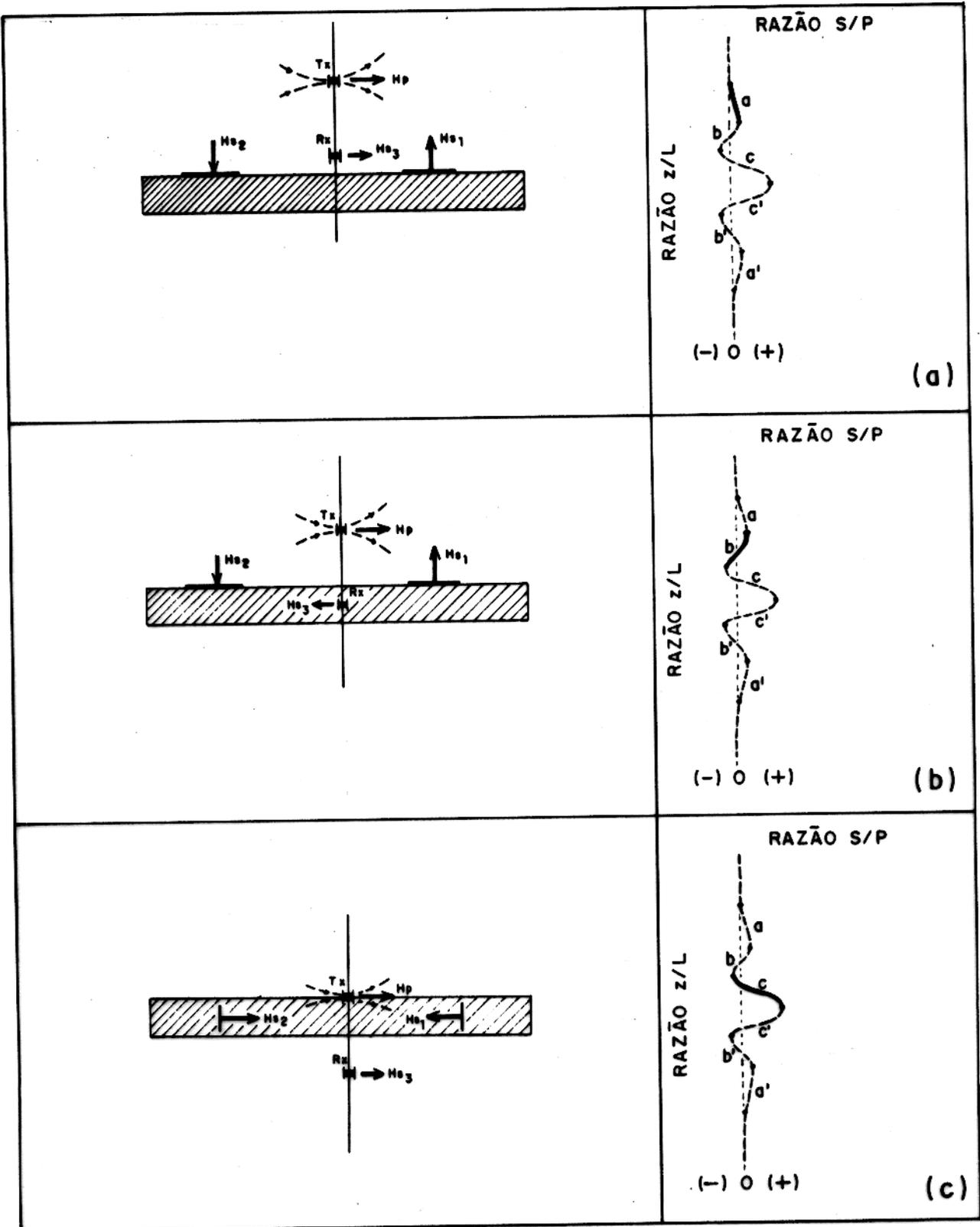


FIG. 11 - Relação entre a posição da ferramenta e a zona fraturada horizontal para explicar a curva da razão S/P.

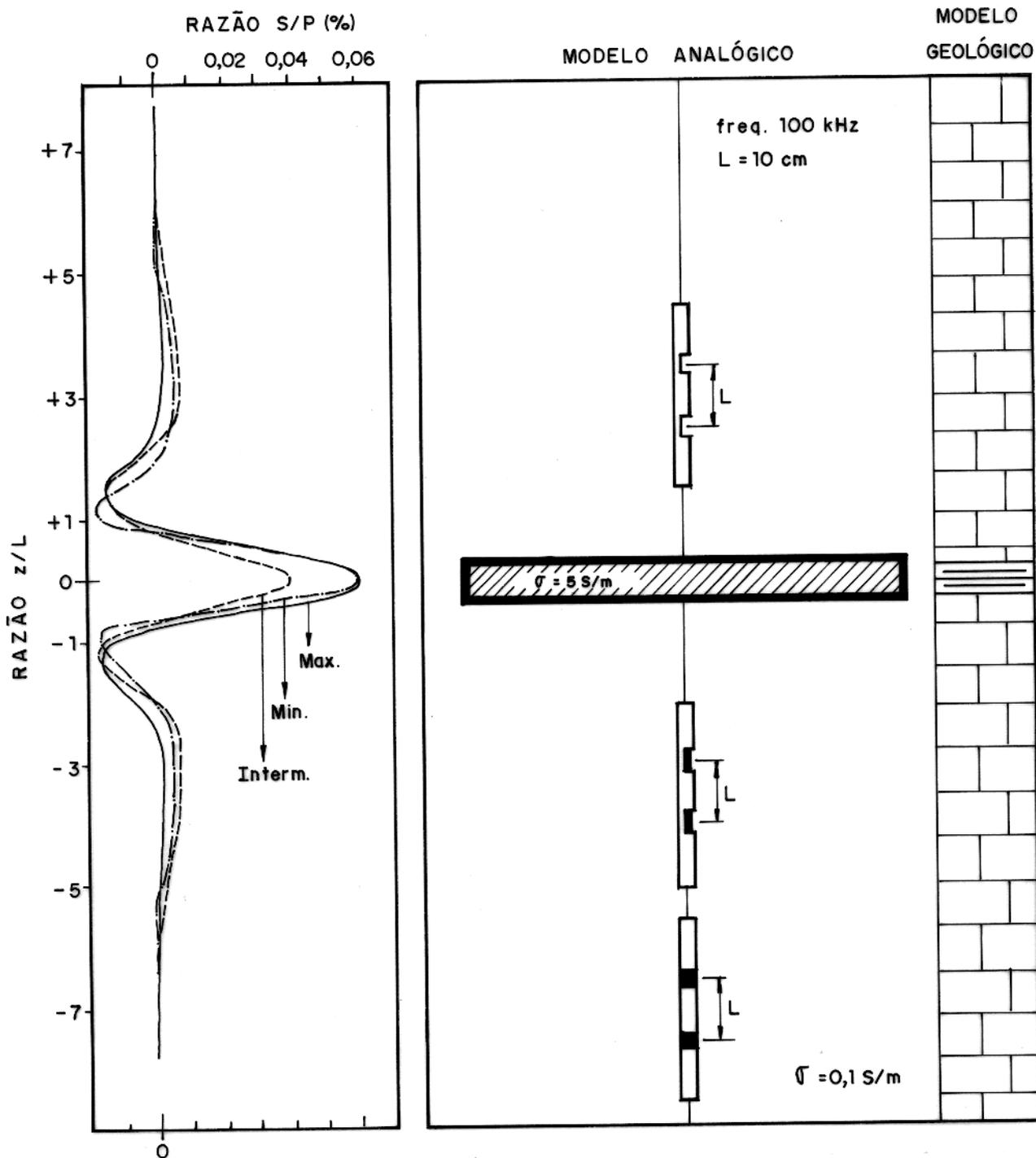


FIG. 12 - Efeito da rotação da ferramenta de arranjo coplanar na resposta da zona fraturada horizontal.

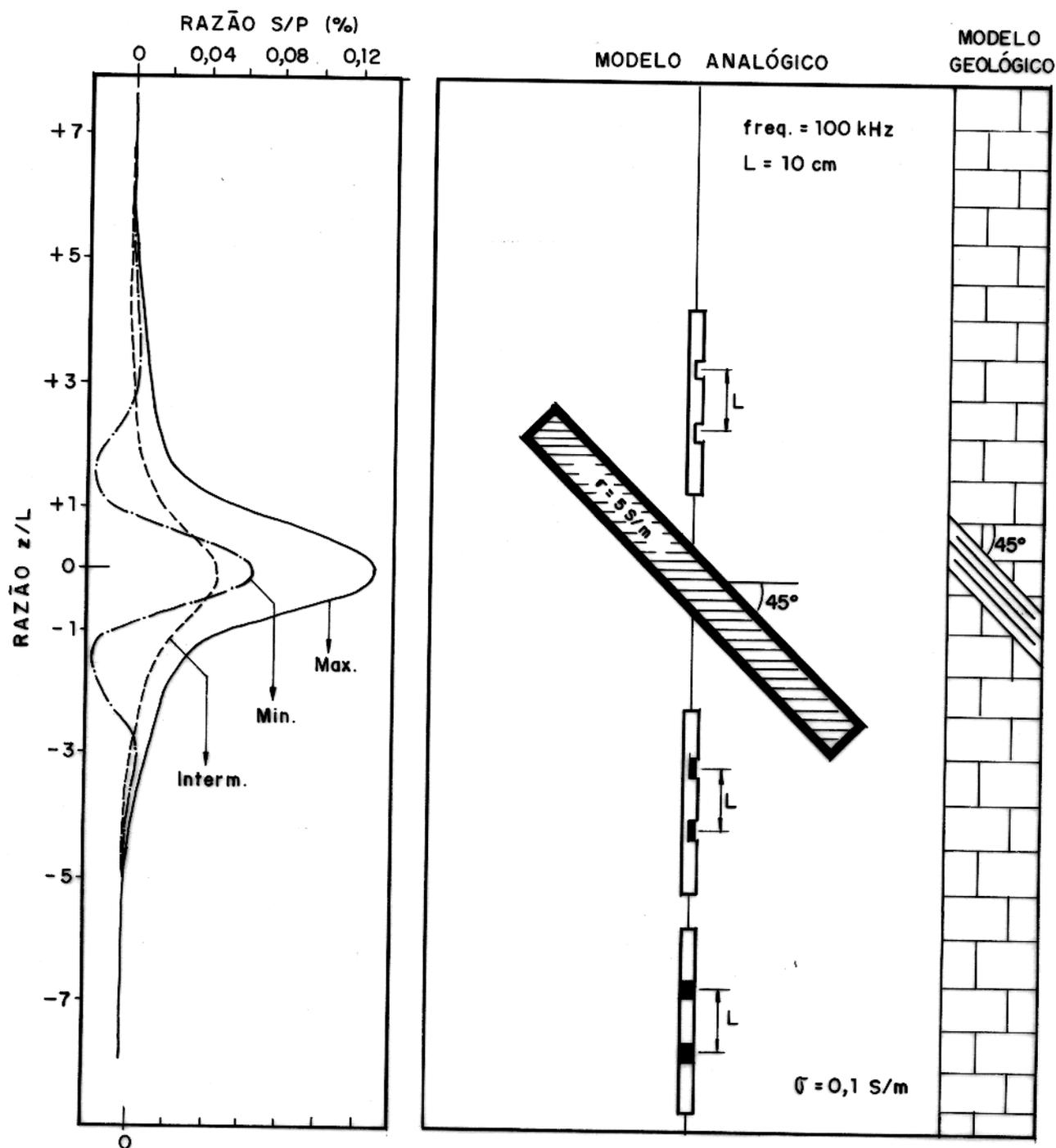


FIG. 13 - Efeito da rotação da ferramenta de arranjo coplanar na resposta da zona fraturada inclinada de 45° .

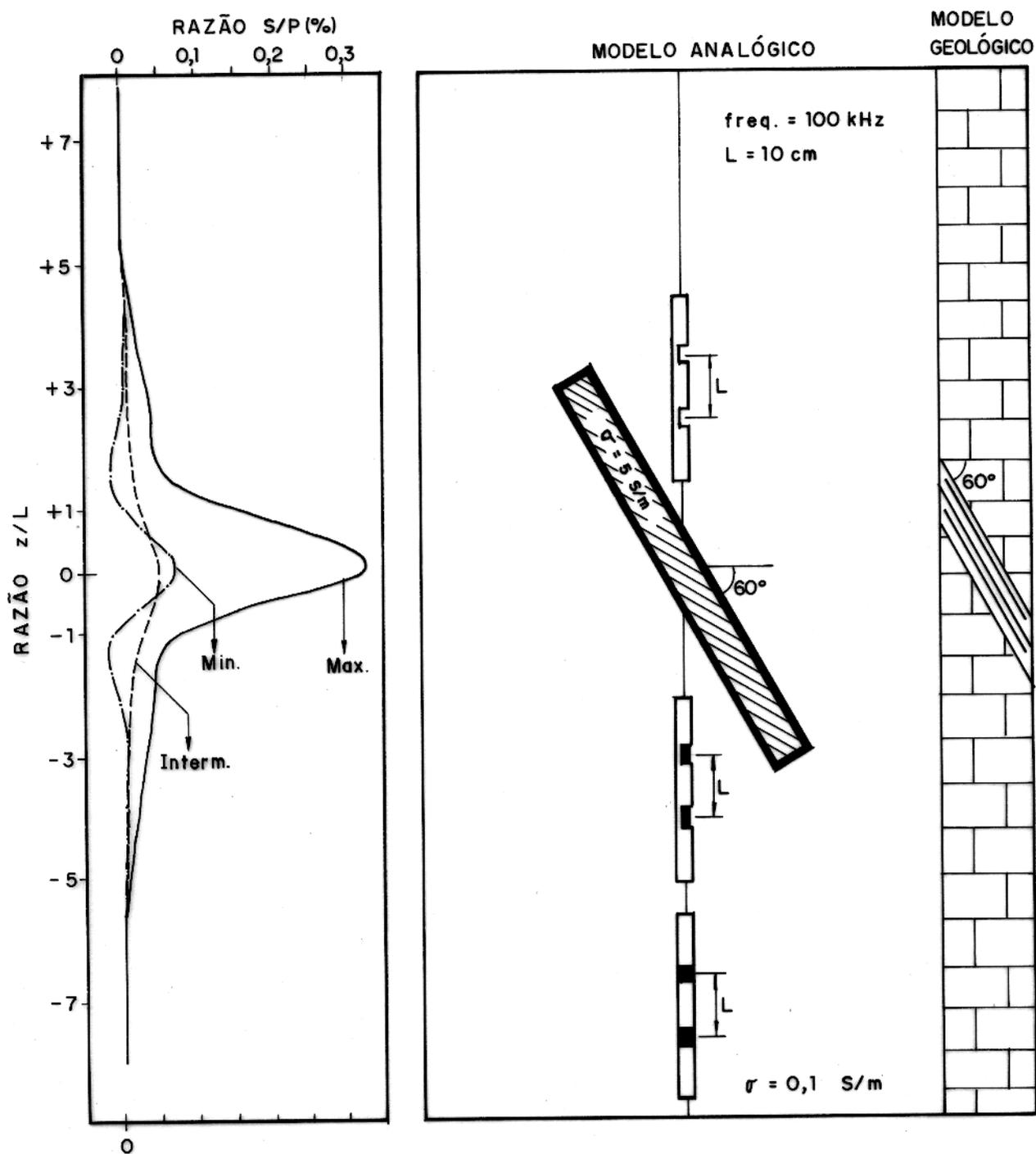


FIG. 14 - Efeito da rotação da ferramenta de arranjo coplanar na resposta da zona fraturada inclinada de 60° .

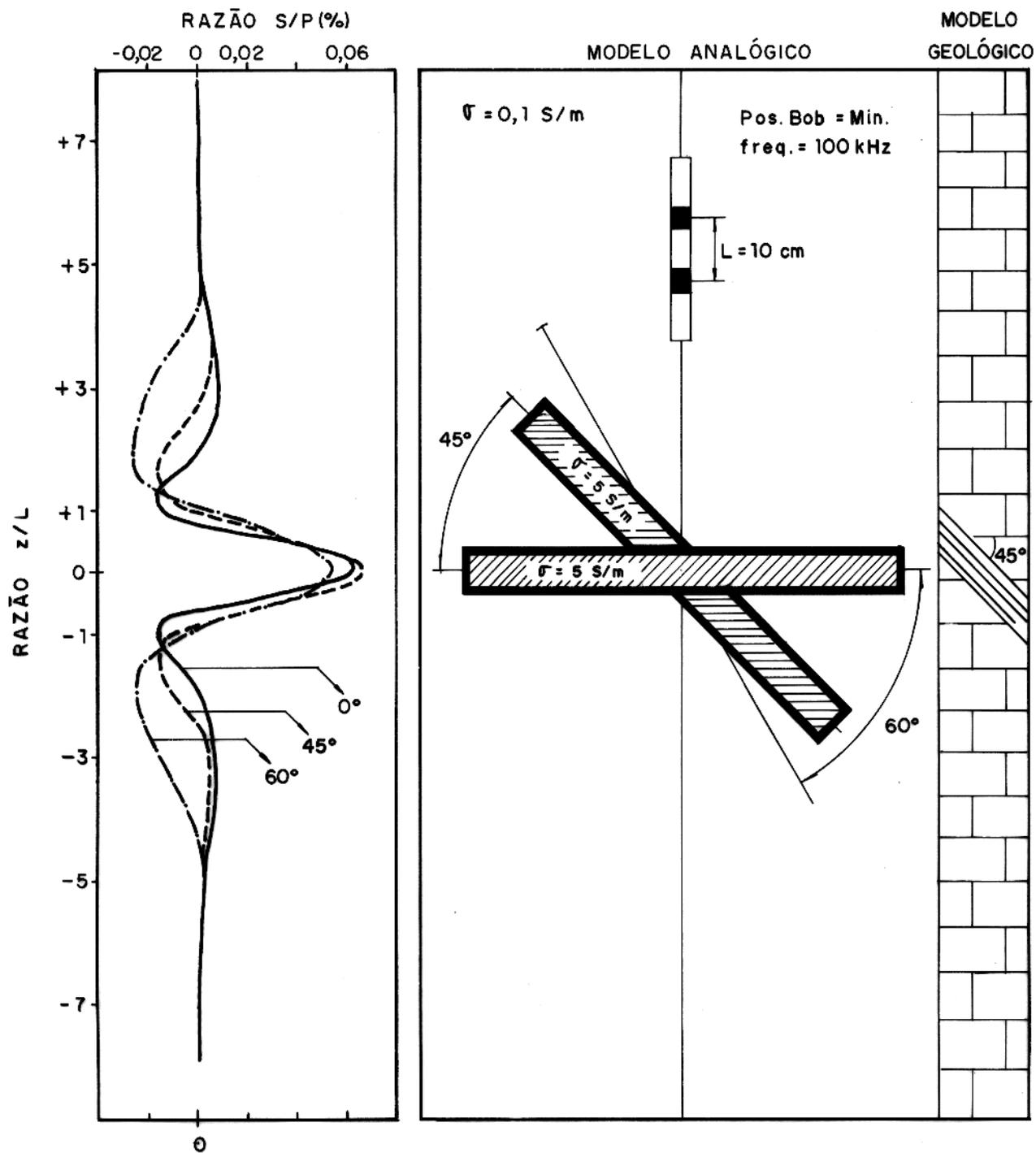


FIG. 15 - Resposta do arranjo coplanar em posição de mínima para várias inclinações da zona fraturada.

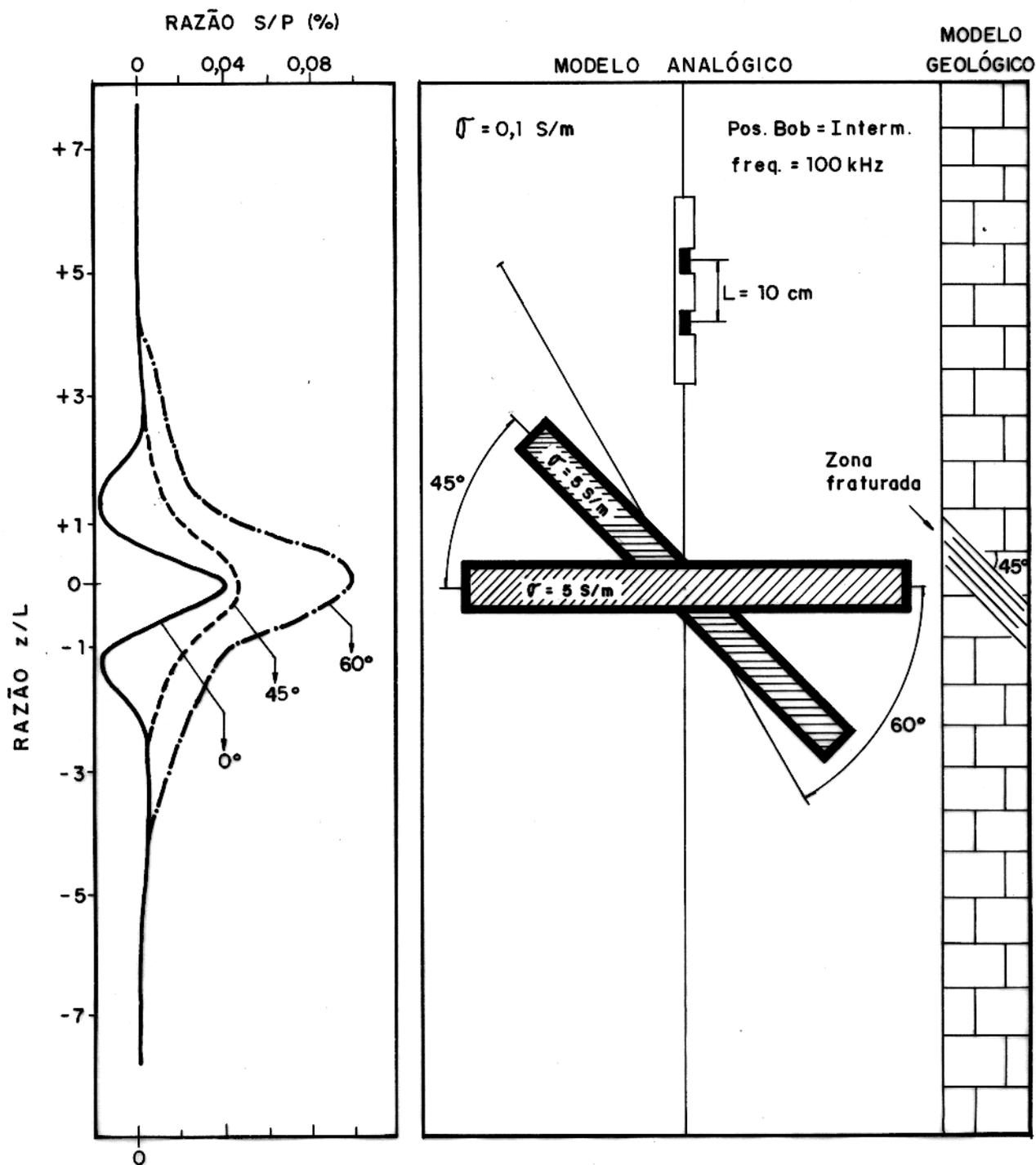


FIG. 16 - Resposta do arranjo coplanar em posição intermediária para várias inclinações da zona fraturada.

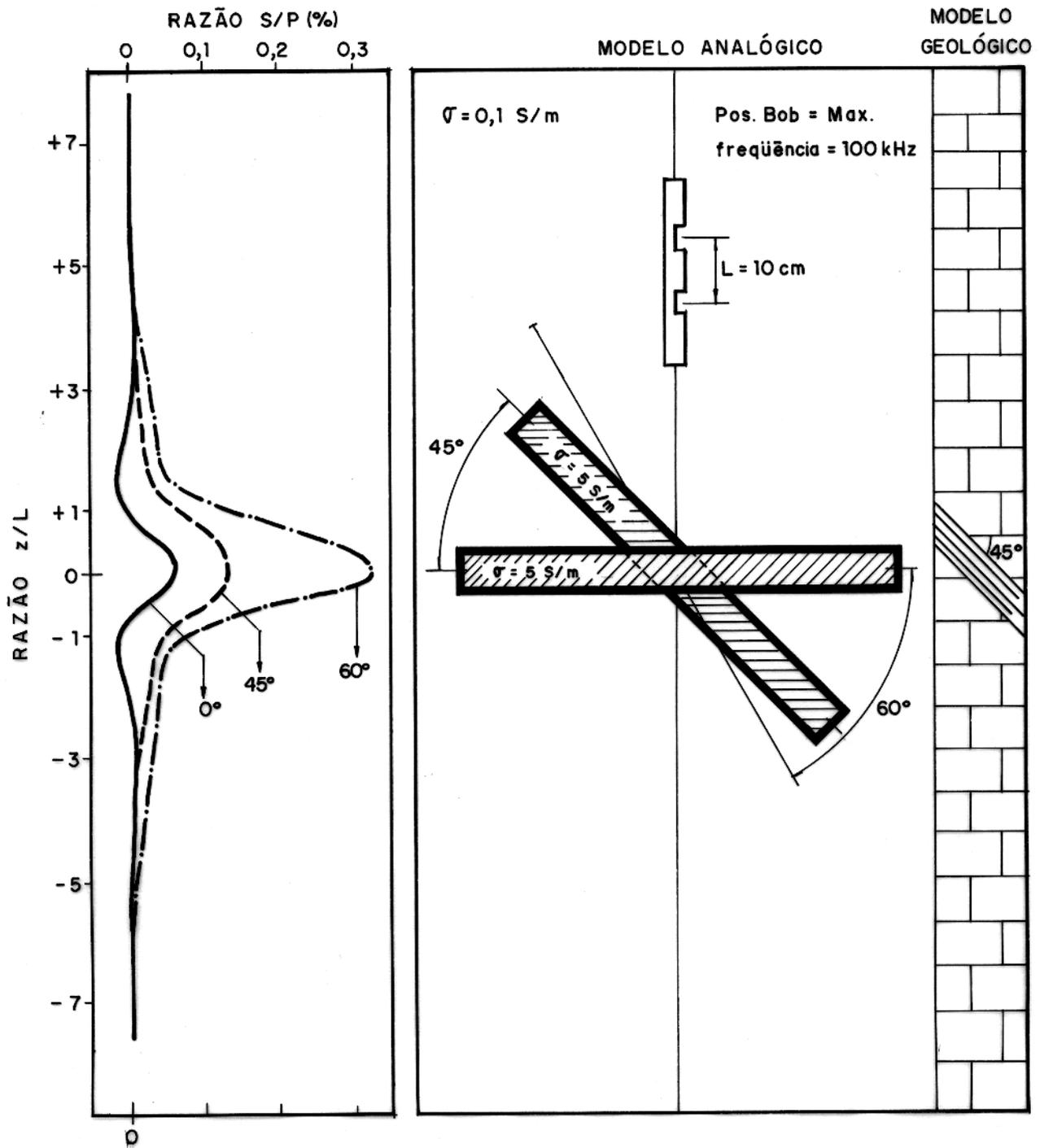


FIG. 17 - Resposta do arranjo coplanar na posição de máxima para várias inclinações da zona fraturada.

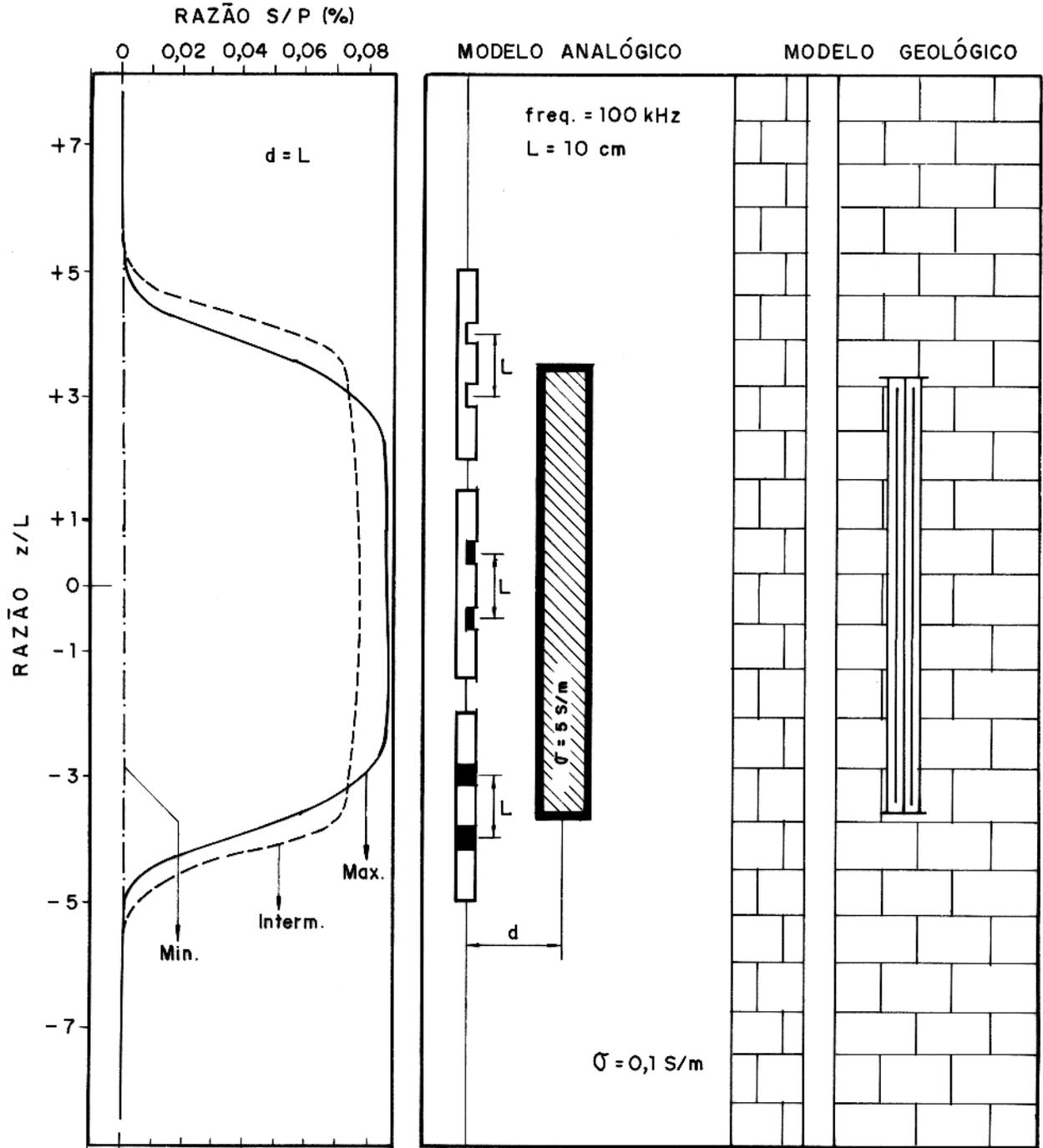


FIG. 18 - Efeito da rotação da ferramenta de arranjo coplanar na resposta da zona fraturada paralela à ferramenta.

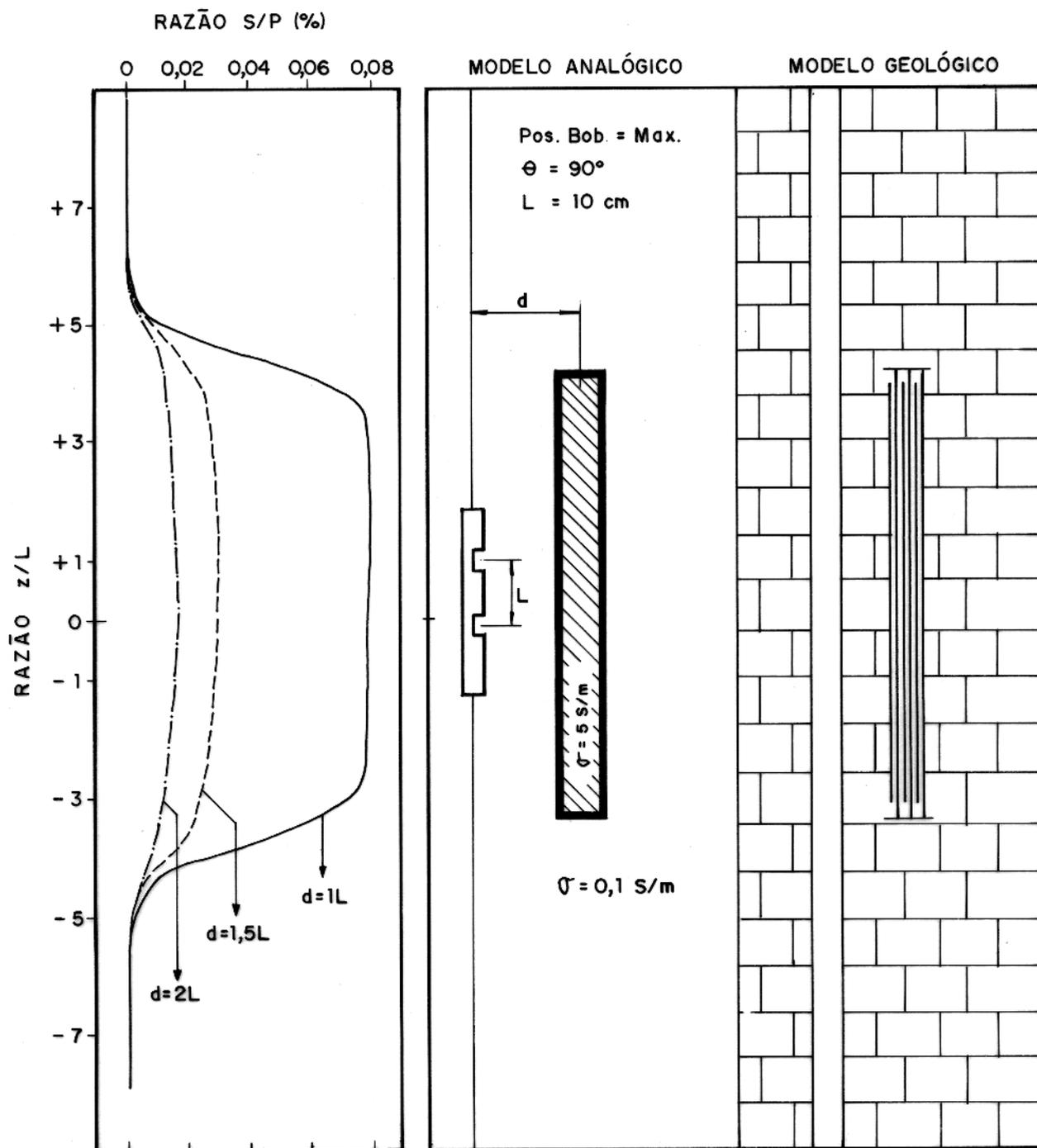


FIG. 19 - Variação da razão S/P com o afastamento da zona fraturada.

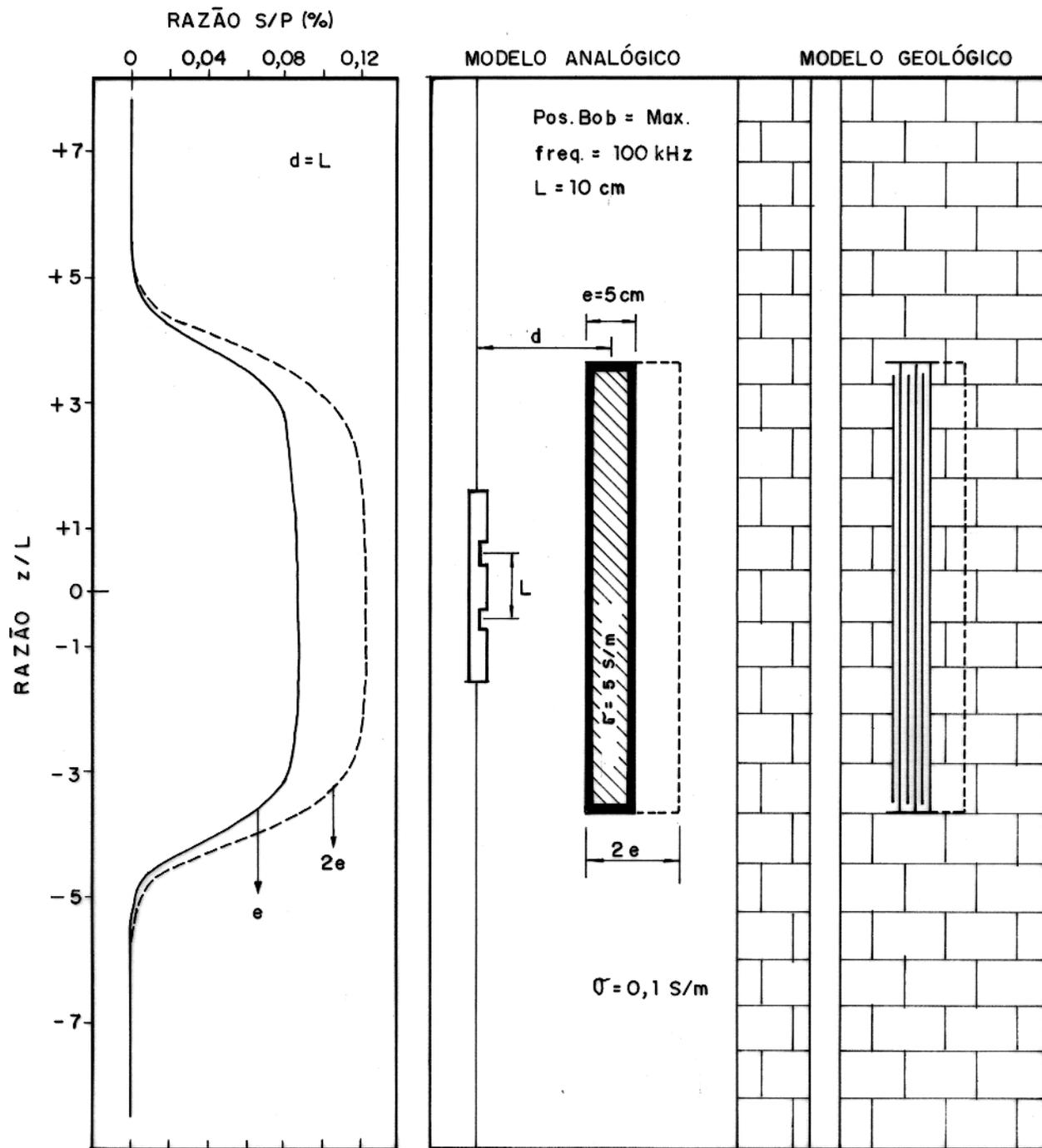


FIG. 20 - Efeito da variação da espessura da zona fraturada paralela à ferramenta de arranjo coplanar na posição de máxima.

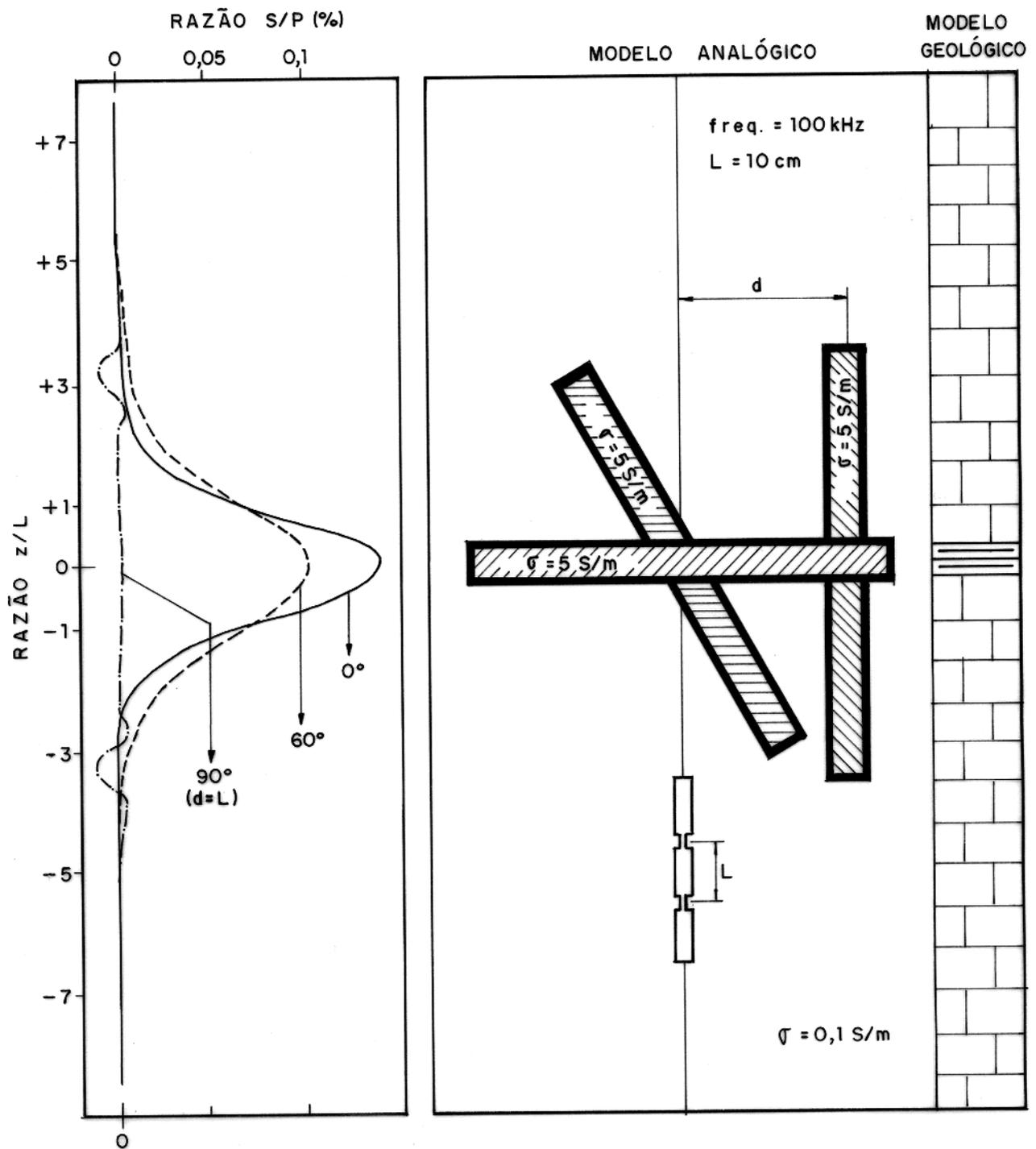


FIG. 21 - Resposta do arranjo coaxial para várias inclinações da zona fraturada.

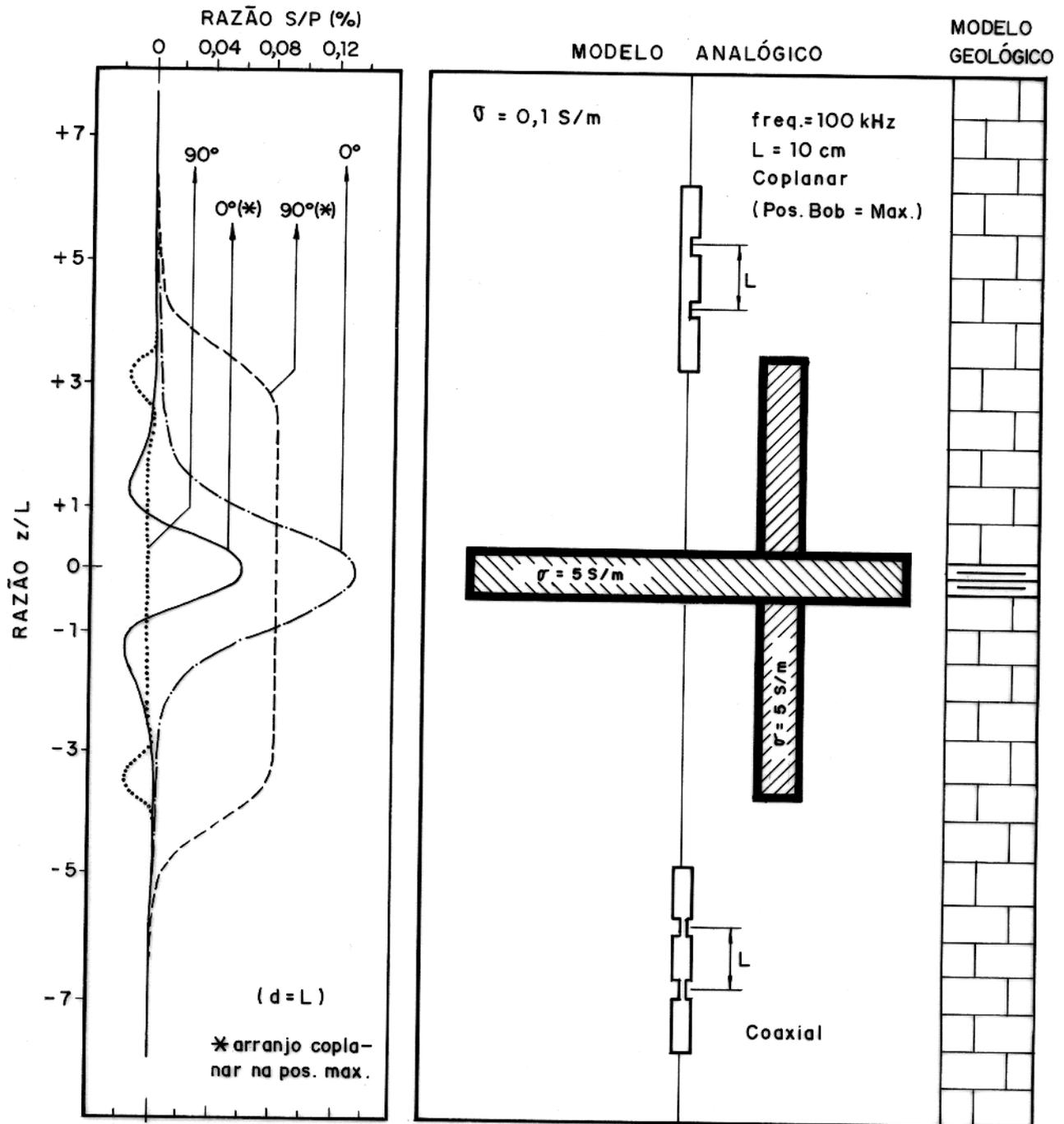


FIG. 22 - Comparação entre os arranjos coplanar, na posição de máxima, e coaxial.

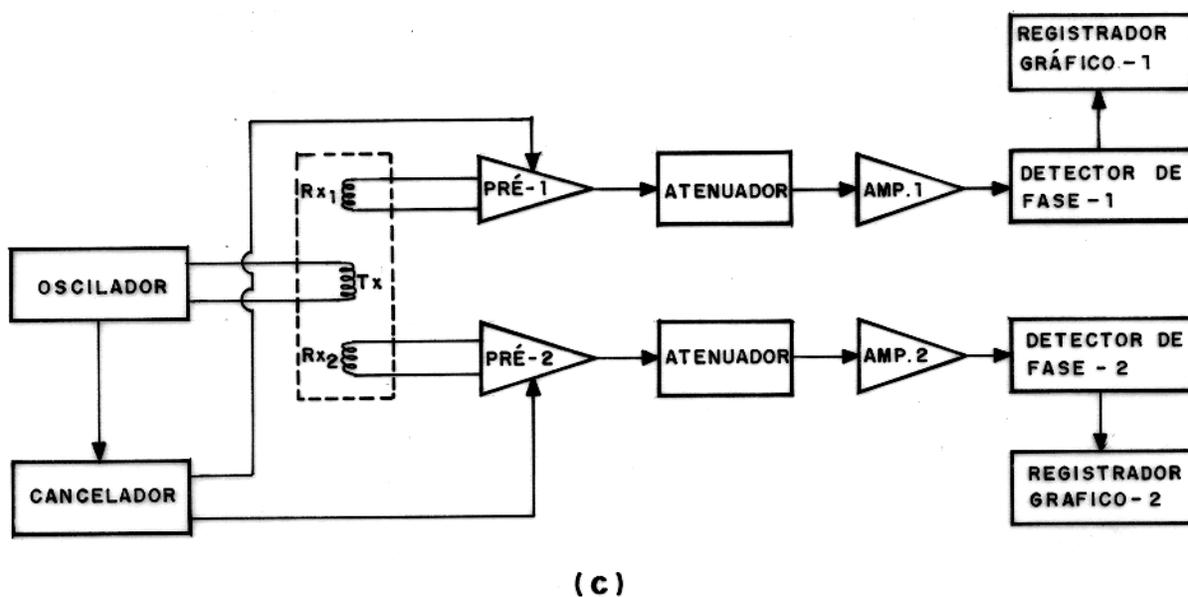
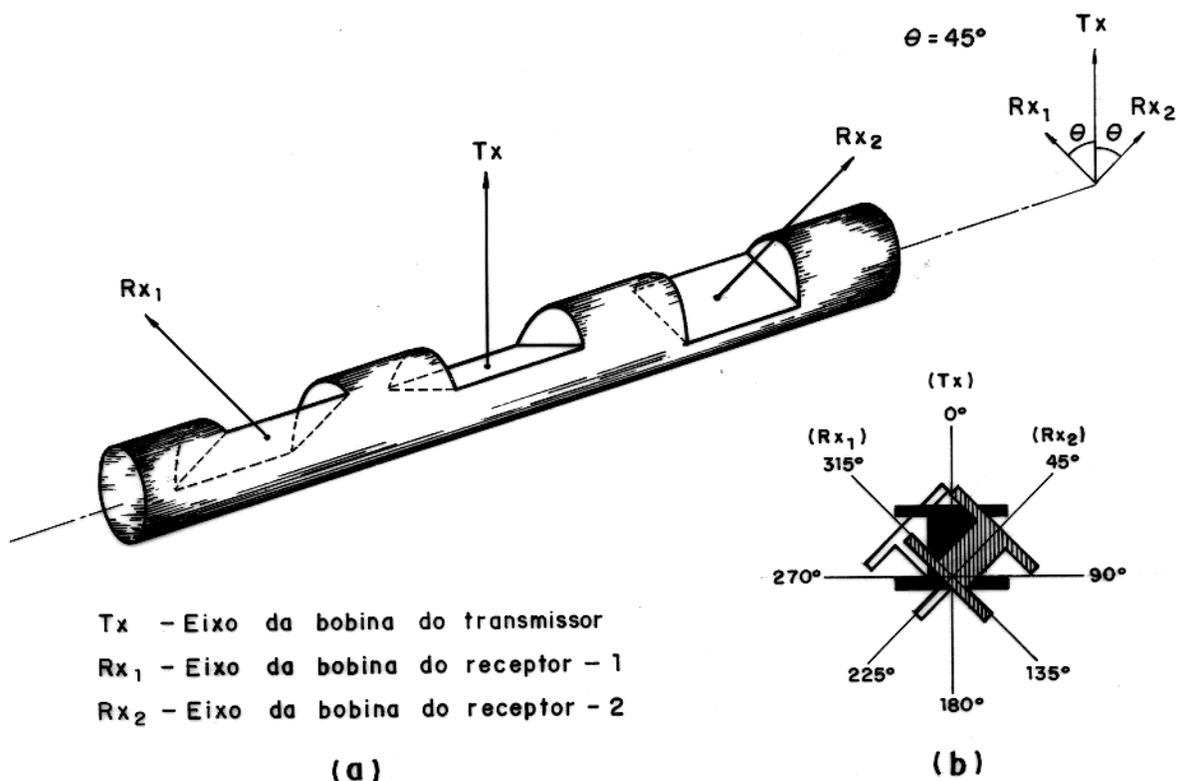


FIG. 23 - Ferramenta de indução sugerida para melhor recobrimento da parede do poço.

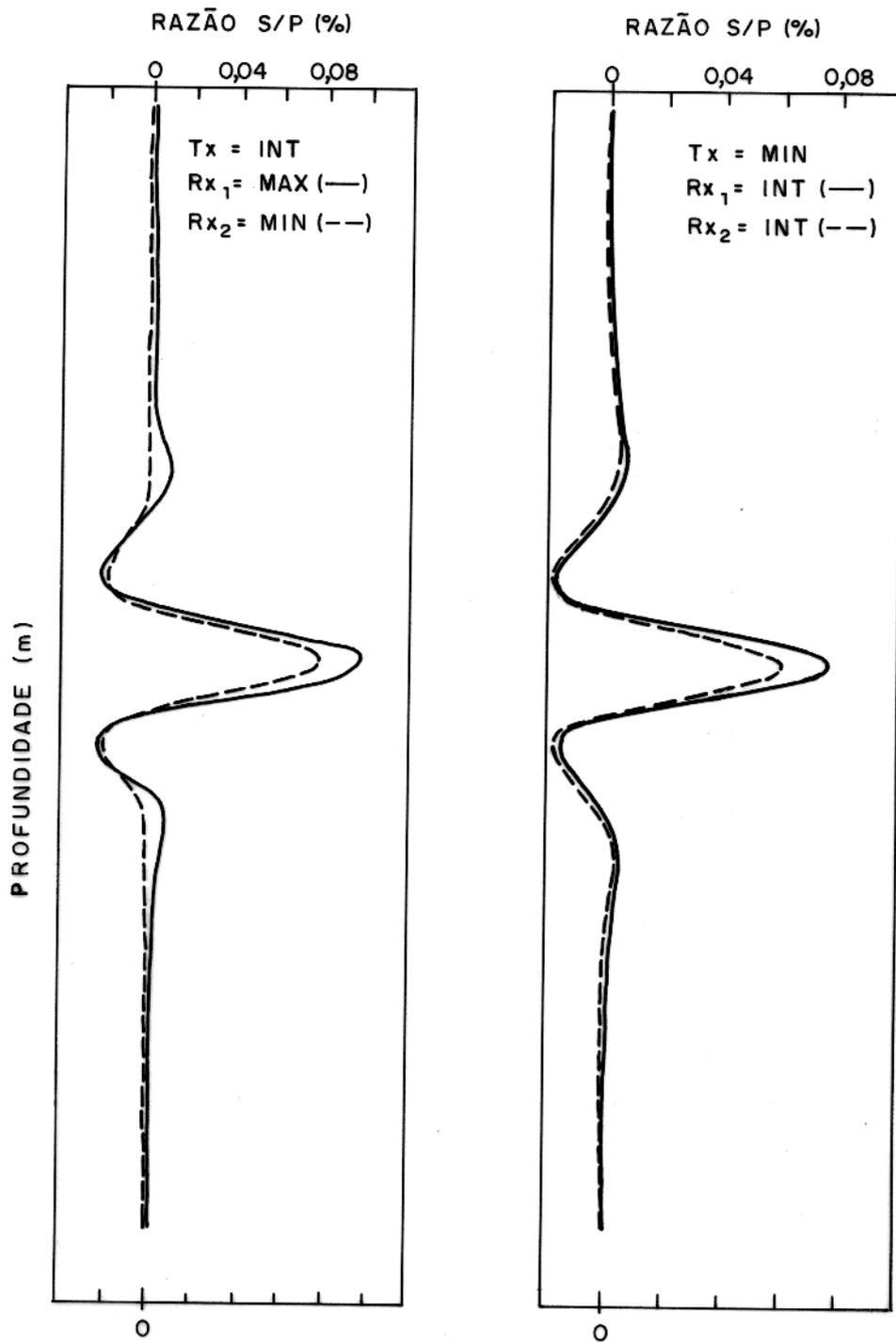


FIG. 24 - Duplo acoplamento semi-nulo para uma zona fraturada horizontal.

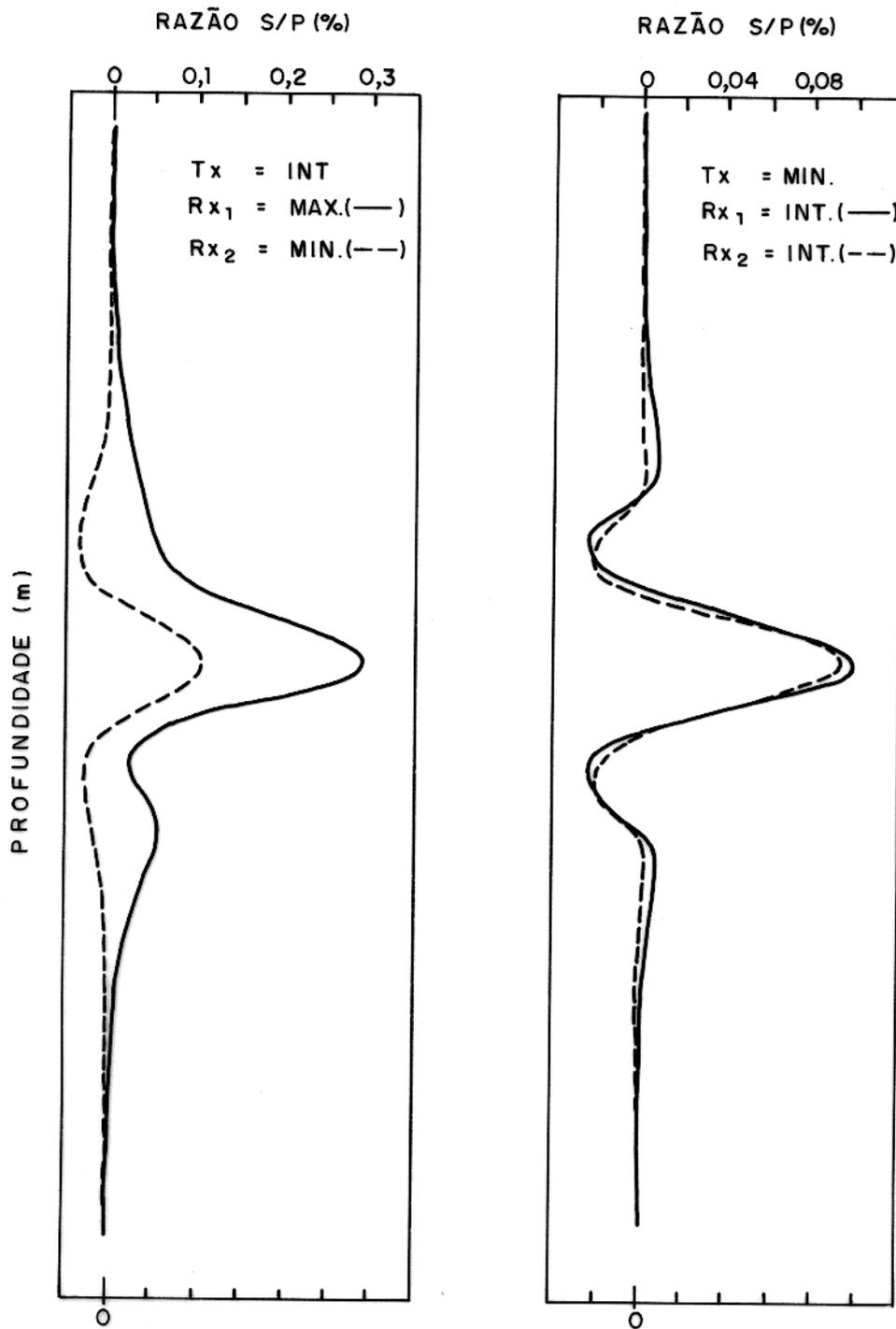


FIG. 25 - Duplo acoplamento semi-nulo para uma zona fraturada inclinada de 60°.

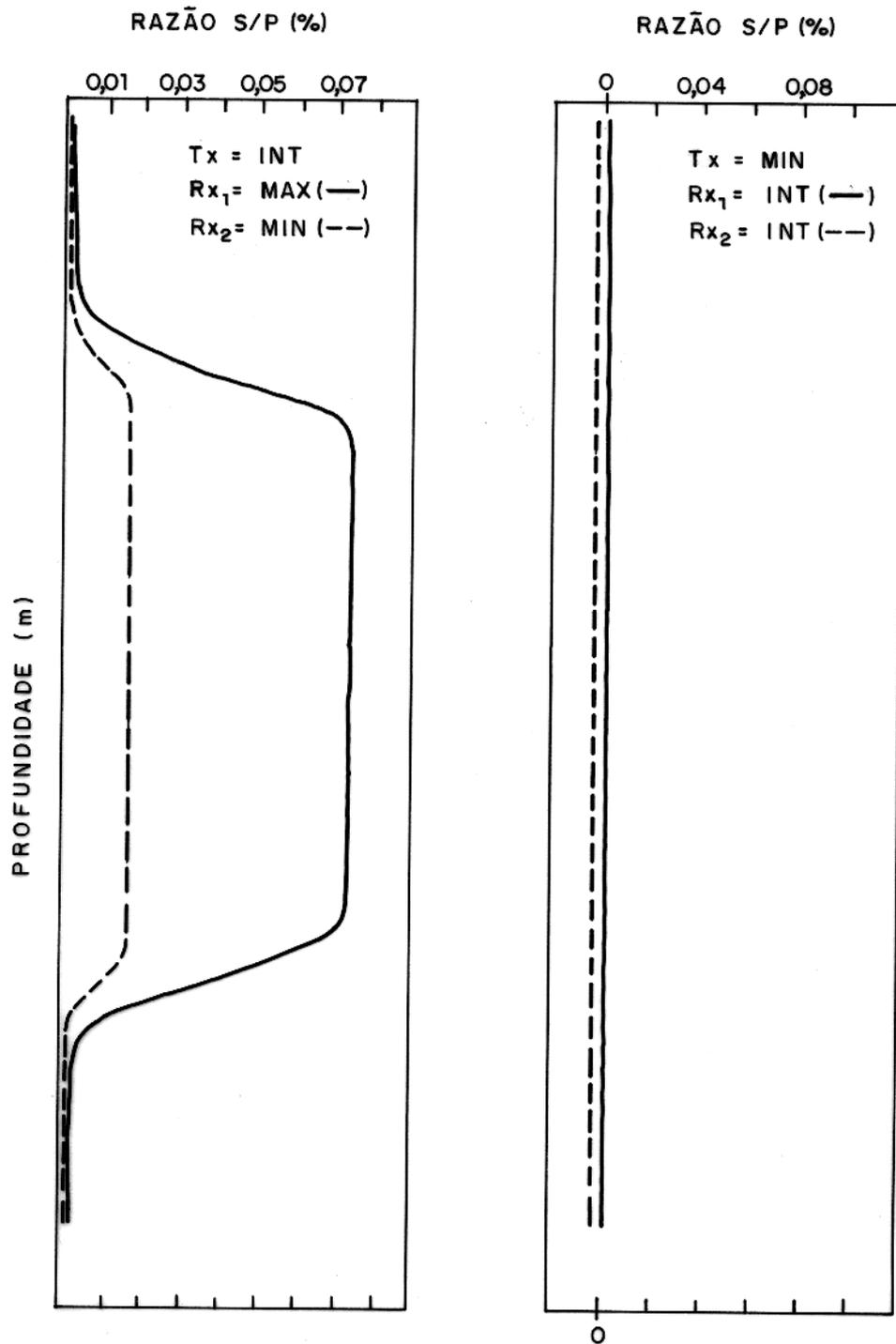


FIG. 26 - Duplo acoplamento semi-nulo para uma zona fraturada paralela ao poço de perfuração.