



**"MÉTODO PARA MAPEAMENTO DE RESERVATÓRIO DE HIDROCARBONETO E EQUIPAMENTO PARA USO NA EXECUÇÃO DO MÉTODO"**

A invenção refere-se a um método e um equipamento para mapeamento de reservatórios de hidrocarboneto submarinos, mais particularmente, pelo uso de um modo magnético transverso (modo TM) de uma fonte de campo eletromagnético para registrar uma resposta TM que é medida por um ou mais receptores submersos em água, pelo transmissor submerso essencialmente orientado verticalmente gerando pulsos de corrente elétrica intermitentes com 5 terminações precisamente definidas, e onde um campo eletromagnético gerado por esses pulsos é medido pelo receptor submerso e essencialmente orientado verticalmente, no intervalo quando a corrente na fonte de campo 10 eletromagnético é desligada. A distância entre a antena da fonte de campo eletromagnético e a antena receptora é menor do que a profundidade do objeto alvo.

Sismologia é uma técnica comumente utilizada ao mapear áreas em potencial para prospecção de petróleo. 20 Dados sísmicos fornecem informações sobre a existência, a localização e o formato de uma estrutura de hidrocarboneto localizada em sedimentos no solo. Entretanto, uma pesquisa sísmica provê informações sobre a estrutura através do registro da velocidade de ondas elásticas responsivas às 25 propriedades mecânicas das rochas abaixo da superfície, porém os dados sísmicos não revelam muito sobre a natureza dos fluidos de poro presentes na estrutura.

Com relação a referências, por favor, consulte a bibliografia completa que segue a descrição da invenção.

Poços de prospecção marítima são perfurados para 30 determinar se há hidrocarbonetos presentes na forma de petróleo ou gás, porém os custos associados a isso são muito elevados e não há garantias de descoberta de

hidrocarbonetos nas estruturas perfuradas. Nessa situação, informações adicionais essenciais sobre o conteúdo do reservatório podem ser obtidas por métodos eletromagnéticos (EM).

5 O modelo geoeletrico mais simples e tipico de uma estrutura sedimentar maritima (offshore) contendo um reservatório de hidrocarbonetos pode ser representado como meio-espacos condutivos tendo uma resistividade típica de 1-2  $\Omega\text{m}$ , onde uma camada contendo petróleo ou gás resistiva  
10 delgada, encapsulada, com uma espessura de 10-100 m tem uma resistividade de 20-100  $\Omega\text{m}$ . A profundidade típica da camada resistiva é de aproximadamente 500-5000 m. Os sedimentos são cobertos por água do mar mais condutiva tendo uma resistividade de 0,25-0,3  $\Omega\text{m}$ , bem como ar não  
15 condutivo. A maior resistividade dos reservatórios contendo hidrocarboneto é utilizada em todos os métodos eletromagnéticos de prospecção para hidrocarbonetos como o principal indicador da presença de petróleo e gás.

A pesquisa magnetotelúrica (MT) é um método bem  
20 conhecido utilizado extensamente em aplicações EM no litoral. Às vezes, o método MT é utilizado para aplicações marinhas. O método MT utiliza as variações geomagnéticas naturais excitadas através da interação entre o vento solar e o campo geomagnético principal.

25 A baixa sensibilidade do método MT com relação a camadas de hidrocarboneto resistivas é explicada pelas propriedades do campo MT. Um campo magnetotelúrico é uma onda plana que cai da atmosfera e se propaga verticalmente através da terra como campos TE (TE = elétrico transversal).  
30 É bem sabido que o campo TE é insensível a uma camada resistiva horizontal delgada encapsulada em uma estrutura mais condutiva. Isso é ilustrado abaixo. Desse modo, o

método MT é de uso limitado em prospecção EM marinha para hidrocarbonetos.

Ao contrário do método MT, métodos baseados em CSEM (Método Eletromagnético de Fonte Controlada) utilizam tanto campos TE (ocasionalmente denominado modo indutivo) como campos TM (magnético transversal) (ocasionalmente denominado modo galvânico). Os métodos CSEM são os mais freqüentemente utilizados em prospecção EM marinha, visto que são mais sensíveis a uma camada resistiva encapsulada delgada. Formas diferentes (montagens) de métodos CSEM são utilizadas, dependendo dos tipos de transmissor e receptor. A seguir, os termos transmissor e receptor especificam a fonte e o detector de campos eletromagnéticos. Algumas das montagens existentes são ilustradas a seguir.

Os sistemas CSEM mais comuns em uso consistem em um cabo horizontal que recebe uma corrente elétrica intensa (transmissor), o cabo sendo disposto em ou através do leito do mar, e receptores elétricos horizontais instalados em ou através do leito do mar em diferentes distâncias a partir do transmissor. Tais sistemas podem ser permanentemente instalados no leito do mar durante um período de medição, ou podem ser rebocados atrás de uma embarcação. Em algumas montagens, eles são acompanhados por medições de componentes magnéticas do campo EM. Esses sistemas consistem em um transmissor que monta uma corrente alternada intensa em um cabo submarino, e um conjunto de receptores que executam medições de campos eletromagnéticos no domínio de freqüência ou tempo.

A característica mais importante de tais sistemas é a exigência de um grande afastamento (offset) entre o transmissor e os receptores, 5-10 vezes a profundidade de um alvo, isto é, 5-10 km. Somente sob essas condições pode o efeito de blindagem da água do mar ser suprimido e um

sinal apropriado medido.

Além disso, como será ilustrado abaixo, na prática, nenhuma das montagens existentes que empregam as montagens CSEM acima pode fornecer a resolução necessária para descobrir e examinar as áreas alvo contendo hidrocarboneto encapsuladas em profundidades superiores a 3000 m, nem a resolução necessária naqueles casos onde a espessura e a resistividade da camada de hidrocarboneto são insuficientes. Essa limitação é a principal desvantagem de todas as invenções existentes baseadas em uma montagem CSEM.

O objetivo da invenção é remediar ou reduzir pelo menos uma das desvantagens da técnica anterior.

O objetivo é alcançado através de características mencionadas na descrição abaixo e nas reivindicações a seguir.

A invenção descreve um sistema novo que consiste em um método e um equipamento para prospecção eletromagnética para fins de localizar um reservatório, examinar sua geometria e determinar se há hidrocarbonetos ou água no reservatório. O método também pode ser empregado se a área e sua geometria forem conhecidas a partir de dados sísmicos ou outros dados.

O objetivo da invenção proposta é registrar reservatórios, também em profundidades que excedam 3000 m, aumentar a resolução dos resultados produzidos por um método eletromagnético de prospecção para alvos contendo hidrocarboneto, e aumentar a eficiência da pesquisa. Para obter sucesso, é sugerido que os campos eletromagnéticos sejam utilizados somente no modo galvânico (modo TM), que tem a sensibilidade máxima com relação a alvos resistivos encapsulados em um estrato mais condutivo. Os exemplos abaixo ilustram a vantagem da invenção proposta.

De acordo com um primeiro aspecto da invenção, é provido um método novo para expor um reservatório e sua natureza. Esse método consiste em excitar e medir campos eletromagnéticos exclusivamente no modo TM induzido em estratos submarinos, processar e analisar dados para fins de determinar as propriedades elétricas da seção e a resistência da camada contendo o reservatório e, desse modo, sua natureza.

De acordo com um segundo aspecto, a invenção descreve um equipamento disposto para expor um reservatório e sua natureza, que consiste em gerar e medir campos eletromagnéticos exclusivamente no modo TM nos estratos submarinos e processar subseqüentemente dados para fins de determinar as propriedades elétricas da seção e a resistência da camada contendo o reservatório e, desse modo, sua natureza.

Um terceiro aspecto da invenção propõe o uso de uma fonte de campo eletromagnético essencialmente orientada verticalmente, alongada, também denominada transmissor, para excitar campos eletromagnéticos exclusivamente no modo TM, pelo menos um par de eletrodos transmissores dispostos um acima do outro sendo abastecidos com corrente intensa a partir de uma fonte de energia, através de cabos isolados, os eletrodos transmissores permitindo que corrente passe para a água do mar em volta. Tal transmissor excita os campos eletromagnéticos exclusivamente no modo TM, em estruturas estratificadas, horizontalmente uniformes.

De acordo com um quarto aspecto da invenção, o transmissor gera pulsos de campo eletromagnético com terminações precisamente definidas e com intervalos onde a energia é desligada, o pulso transmissor exibindo o tempo de subida mais curto possível a partir de um valor base até um valor máximo exigido, uma estabilidade máxima próxima do

valor máximo e então o tempo de descida mais curto possível de volta ao valor base. Desse modo, uma referência é provida para um sinal interceptado pelo receptor, os pulsos transmissores formando a base para processamento e interpretação de sinais retornando da estrutura pesquisada. O receptor realiza medições de resposta do campo eletromagnético na ausência do campo primário.

De acordo com um quinto aspecto da invenção, é feito uso de um ou mais receptores alongados, essencialmente orientados verticalmente, submersos, compreendendo meios dispostos para registrar uma diferença de potencial de campo através do comprimento do receptor, para medir um campo secundário no modo TM. Vantajosamente, o receptor é provido com pelo menos um par de eletrodos receptores dispostos um acima do outro.

De acordo com um sexto aspecto da invenção, uma distância  $R$  (afastamento) entre o transmissor e o receptor é pequena o bastante para produzir uma condição de zona de indução. Uma zona de indução é caracterizada pelo fato de que a condição  $0 \leq R \leq (t\rho_\alpha(t)/\mu_0)^{1/2}$  se aplica. Aqui,  $t$  é o retardo de tempo a partir do momento em que a energia é desligada no transmissor,  $\mu_0 = 4\pi 10^{-7}$  H/m é a permeabilidade magnética de vácuo,  $\rho_\alpha$  é a resistividade média (aparente) de um substrato que, no tempo  $t$ , exibe a mesma resposta que a seção transversal pesquisada,  $R$  é a distância horizontal (afastamento).

De acordo com um sétimo aspecto da invenção, vários receptores podem ser utilizados para as medições, opcionalmente medições síncronas, para aumentar a eficiência da pesquisa.

De acordo com um oitavo aspecto da invenção, o transmissor gera uma seqüência especial de pulsos quadrados

para suprimir ruído externo, a seqüência de pulso sendo incoerente com o ruído. As respostas medidas são então acumuladas e o valor médio calculado.

De acordo com um nono aspecto da invenção, uma ou  
5 mais estações inferiores autônomas marítimas fixas monitoram as variações do campo magnetotelúrico para reduzir o ruído MT nas medições CSEM.

De acordo com um décimo aspecto da invenção, sensores de pressão são utilizados em combinação com  
10 eletrodos para reduzir a onda e o ruído de interferência nas medições CSEM.

De acordo com um décimo primeiro aspecto da invenção, as funções de resposta são submetidas a uma série de transformações e inversões com construção subsequente de  
15 imagens 1D, 2D, 2 1/2D e 3D,  $T(x,y)$  e  $\sigma(x,y,z)$  do estrato.

De acordo com um décimo segundo aspecto da invenção, todas as outras informações geológicas e geofísicas disponíveis são utilizadas durante o estágio de planejamento e o estágio de inversão de dados e  
20 transformação de dados da análise e interpretação, para aumentar a resolução e a não ambigüidade da estrutura de uma seção.

De acordo com um décimo terceiro aspecto da invenção, todas as etapas da pesquisa, isto é, planejamento  
25 de pesquisa, análise de dados, análise e influência da linha de litoral, relevos de terreno no leito do mar, a heterogeneidade dos sedimentos e reservatórios de petróleo, etc. incluirão, em grande parte, a utilização de modelagem 1D, 2D, 2 1/2D e 3D.

30 As idéias principais da presente invenção, suas vantagens e as desvantagens da técnica anterior utilizadas em prospecção eletromagnética marinha para hidrocarbonetos tornar-se-ão evidentes a partir da seguinte descrição da

invenção, que se refere aos desenhos anexos, nos quais:

A figura 1 representa as curvas MT para a resistividade aparente na superfície do mar, para um modelo típico dos estratos com e sem uma camada alvo delgada,  
5 resistiva;

A figura 2 representa as curvas de fase-MT na superfície do mar, para um modelo típico dos estratos com e sem uma camada alvo delgada, resistiva;

A figura 3 representa as curvas MT para a resistividade aparente no leito do mar, para um modelo  
10 típico dos estratos com e sem uma camada alvo delgada, resistiva;

A figura 4 representa as curvas de fase-MT no leito do mar, para um modelo típico dos estratos com e sem  
15 uma camada alvo delgada, resistiva;

A figura 5 representa os desenhos de CSEM típicos utilizados para prospecção EM marinha;

A figura 6 representa a resolução de curvas de tensão para montagens  $PxEx(f)$  - e  $PxEx(t)$  em domínios de  
20 frequência ( $f=0,1$  Hz) e tempo;

A figura 7 representa a resolução de curvas para resistividade aparente para montagens  $PxEx(f)$  - e  $PxEx(t)$  nos domínios de frequência ( $f=0,1$  Hz) e tempo;

A figura 8 representa um diagrama de formatos de ondas de corrente presentes em locais diferentes no sistema  
25 de acordo com a invenção;

A figura 9 representa a resolução de curvas para resistividade aparente para um sistema de acordo com a presente invenção para pesquisas eletromagnéticas  
30 marítimas;

A figura 10 representa a resolução das curvas de tensão para um sistema de acordo com a presente invenção para pesquisas eletromagnéticas marítimas;

A figura 11 representa uma vista lateral esquemática de uma disposição de transmissor e receptores em um sistema de acordo com a presente invenção para pesquisas eletromagnéticas marítimas;

5 A figura 12 representa um diagrama de blocos esquemático de uma unidade de abastecimento de energia;

A figura 13 representa um diagrama de blocos esquemático de uma unidade receptora; e

10 A figura 14 representa uma vista plana esquemática de uma disposição de transmissor e receptores em um sistema de acordo com a presente invenção para pesquisas eletromagnéticas marítimas.

O método de pesquisa magnetotelúrico (MT) bem conhecido é utilizado extensivamente em pesquisas  
15 eletromagnéticas no litoral (on shore), e às vezes marítimas (offshore). Os resultados de uma pesquisa MT são normalmente apresentados na forma de resistividade aparente  $\rho_a$  e fase de impedância.

As figuras 1 a 4 nos desenhos anexos, que  
20 ilustram a resolução do método magnetotelúrico, mostram curvas tanto para resistividade aparente como fase de impedância para dois modelos básicos dos estratos:

1)  $h_1 = 1 \text{ km}$ ,  $\rho_1 = 0.3 \text{ } \Omega\text{m}$ ,  $h_2 = 1 \text{ km}$ ,  $\rho_2 = 1 \text{ } \Omega\text{m}$ ,  $h_3 = 40 \text{ m}$ ,  $\rho_3 = 1 \text{ } \Omega\text{m}$ ,  $\rho_4 = 1 \text{ } \Omega\text{m}$

25 e

2)  $h_1 = 1 \text{ km}$ ,  $\rho_1 = 0.3 \text{ } \Omega\text{m}$ ,  $h_2 = 1 \text{ km}$ ,  $\rho_2 = 1 \text{ } \Omega\text{m}$ ,  $h_3 = 40 \text{ m}$ ,  $\rho_3 = 50 \text{ } \Omega\text{m}$ ,  $\rho_4 = 1 \text{ } \Omega\text{m}$ .

Os primeiro e segundo modelos descrevem a seção  
30 sem uma camada alvo resistiva (denominada "modelo de referência") e com uma camada resistiva, delgada ( $h_3 = 40 \text{ m}$ ,  $\rho_3 = 50 \text{ } \Omega\text{m}$ ) e alvo de hidrocarboneto emulado, respectivamente. A resistividade de água do mar e de

sedimentos é aceita como igual a  $0,3 \Omega\text{m}$  e  $1 \Omega\text{m}$ , respectivamente. As curvas tracejadas e cheias correspondem a seções sem e com camadas contendo hidrocarboneto, respectivamente.

5           As figuras 1 e 2 mostram curvas que representam a resistividade aparente e fase de impedância na superfície do mar, para os modelos descritos acima. Como pode ser visto, o efeito da camada de hidrocarboneto é tão pequeno (menor do que 1%) de modo a ser raramente detectável contra  
10 o ruído do fundo. A resolução de curvas MT pode ser aperfeiçoada pela execução das medições MT no leito do mar. As figuras 3 e 4 mostram curvas que representam a resistividade aparente e fase de impedância no leito do mar, para os mesmos modelos. Realmente, as curvas MT no  
15 leito do mar são mais sensíveis a um alvo resistivo (da ordem de 3%), porém sua resolução é ainda bem baixa. Além disso, o campo EM primário, nesse caso, será blindado pela água do mar condutiva, de tal modo que a precisão ao determinar curvas de teste MT é muito mais baixa no leito  
20 do mar, em comparação com a superfície do mar.

Durante várias décadas, vários sistemas foram apresentados, os quais se basearam em métodos que incluem fontes eletromagnéticas (CSEM) para aplicações marinhas. Os sistemas mais populares que podem ser utilizados para  
25 pesquisas marinhas são mostrados na figura 5 (Cheesman e outros, 1987). Aqui, as colunas Tx e Rx indicam transmissor e receptor. As primeira e segunda letras, E ou H, nas linhas indicam componente de campo elétrico ou magnético excitado por um transmissor, e a terceira e quarta letras  
30 das linhas indicam componente de campo elétrico ou magnético medido por um receptor. Ocasionalmente, a montagem EzHp (Edwards e outros, 1985) também é utilizada.

(Aqui,  $z$  e  $\phi$  indicam a componente vertical e a componente azimute do campo magnético horizontal, respectivamente. Esse sistema não é adequado para pesquisas em grandes profundidades). Uma visão geral completa dos métodos CSEM bem como MT pode ser encontrada em Chave e outros, 1991.

As figuras 6 e 7 mostram a resolução da montagem ExEx mais popular (Eidesmo e outros, 2002; MacGregor e outros, 2004; Johansen e outros, 2005 e outros) para um método CSEM em domínios de frequência e tempo. Os modelos em seção transversal utilizados para os cálculos são os mesmos modelos 1 e 2 como utilizados para a modelagem MT. Evidentemente, esse método CSEM tem uma resolução mais alta em comparação com o método MT: 25% e 15% para os domínios de frequência e tempo, respectivamente. Entretanto, como pode ser visto a partir da figura 6, o sinal medido é muito pequeno, e ele pode ser menor do que frações de microvolts, mesmo em casos onde a corrente na linha transmissora é tão grande quanto 1000 A e a antena transmissora tem várias centenas de metros. Com tais sinais pequenos, ruído gerado pelas fontes naturais e artificiais causam problemas na análise e na interpretação dos dados de pesquisa. No caso em que a resistência transversal da camada de hidrocarboneto não é alta o bastante, métodos CSEM existentes podem produzir nenhum resultado, podem produzir resultados ambíguos ou podem produzir resultados errôneos.

Um método novo proposto na presente invenção difere de todos os métodos conhecidos devido ao fato de que ele apresenta uma sensibilidade e uma resolução mais altas com relação a uma camada delgada, resistiva, que é um indicador direto da presença de alvos de hidrocarboneto. Além disso, esse método, em combinação com o equipamento proposto, provê eficiência de pesquisa mais elevada.

Primeiramente, somente o modo TM é utilizado,

tanto para excitação do campo eletromagnético primário, gerado pelo transmissor, como para medições pelo receptor. Isso é alcançado utilizando uma antena de fonte de campo eletromagnético essencialmente disposta verticalmente, submersa, longa, ou antena transmissora, por exemplo, dois eletrodos transmissores verticalmente espaçados 1108, dispostos um acima do outro, doravante também denominada cabo transmissor, que é conectado a uma fonte de energia através de cabos, um eletrodo transmissor atuando como um anodo e o outro como um catodo, e a antena transmissora recebendo pulsos quadrados para excitação de campos EM em estratos, e uma antena receptora essencialmente orientada verticalmente, longa, submersa, doravante também denominada cabo receptor, por exemplo, dois eletrodos receptores verticalmente espaçados dispostos um acima do outro, para as medições do receptor de diferenças de potencial em uma componente vertical do campo elétrico. A intensidade do campo transmissor será dada pela amplitude do pulso de corrente (Ampère) e o espaçamento entre os eletrodos de transmissão. Em uma seção horizontalmente uniforme, tal fonte excitará somente campos EM no modo TM. Os modos TM que são insensíveis a camadas resistivas, delgadas, em seções são totalmente ausentes, e não reduzirão um nível de sinal apropriado.

Em segundo lugar, o cabo transmissor é suprido com corrente pulsada como mostrado na figura 8, curva 81. Observe que um sinal real (curva 82) desvia do formato ideal descrito pela curva 81 devido à influência de limitações técnicas do sistema real. As medições de resposta são exibidas pelo cabo receptor no domínio de tempo após a corrente no transmissor ter sido desligada. Esse tipo de disposição fornecerá medições somente do campo EM, induzido nos estratos pelas correntes em diminuição a

partir do segundo plano quando a corrente transmissora estiver ausente, isto é, somente um sinal aceitável não mascarado por um campo primário.

Em terceiro lugar, a distância R (afastamento) entre o transmissor e o receptor é selecionada para ser menor do que a profundidade de pesquisa, isto é, quando a condição  $0 \leq R \leq (t\rho_a(t)/\mu_0)^{1/2}$  se aplica. Essa distância, conhecida como a "zona de indução", melhora as características do método de forma considerável, visto que torna possível medir a função de transferência com pequenas distâncias onde o sinal é forte, intenso o suficiente para fornecer uma relação sinal/ruído aceitável.

Por simplicidade, o método e o equipamento de acordo com a invenção são denominados "TEMP-VEL" (Transient ElectroMagnetic Marine Prospecting with Vertical Electric Lines - Prospecção Marítima Eletromagnética Transiente com Linhas Elétricas Verticais).

A figura 9 (que mostra resistividade aparente) e a figura 10 (que mostra tensão) ilustram a resolução do método TEMP-VEL com relação ao modelo de referência acima determinado, e não contém camada de hidrocarboneto resistiva (curvas 96 nas figuras). Os cálculos foram realizados para várias profundidades da camada de hidrocarboneto resistiva: 1, 2, 3, 4, 5 e  $\infty$  km - curvas 91, 92, 93, 94, 95 e 96, respectivamente. O afastamento para todas as curvas é de 500 m. A tensão na figura 10 foi normalizada em ambos os comprimentos de cabo, para se aplicar a um comprimento de 1 m e um valor de corrente de 1 A.

Como pode ser visto, a posição da ramificação esquerda 90 das curvas é determinada pela espessura e pela resistividade de água do mar, bem como pelo comprimento e

pela geometria do cabo de energia. O alvo é determinado mesmo em uma profundidade de 5000 m.

O desafio é como promover as medições de sinal, visto que o sinal pode ser fraco em situações onde o alvo está localizado em uma grande profundidade e tem resistividade insuficiente. A montagem TEMP-VEL apresenta quatro parâmetros para melhorar a amplitude de sinal; comprimento de linha transmissora, amplitude de corrente transmissora, comprimento de linha receptora e valor de afastamento. Em situações reais, uma manipulação desses parâmetros fornecerá o valor de sinal na faixa de centenas de nanovolts a dezenas de microvolts.

A resposta medida é então convertida em resistividade relativa à profundidade através de vários métodos que serão discutidos abaixo.

O método TEMP-VEL descrito na seção anterior é realizado através do equipamento TEMP-VEL.

A figura 11 mostra uma seção transversal esquemática através da água do mar 1102. Os números de referência 1101 e 1103 indicam uma superfície do mar e um leito do mar. Uma embarcação 1104 é provida com uma fonte de campo eletromagnético 1113, também denominada transmissor. Um ou mais receptores 1109 são dispostos em distância(s) definida(s) a partir da embarcação 1104.

Para um período de medição, a embarcação 1104 e o(s) receptor/receptores 1109 são estacionários durante o tempo que demora coletar os dados na qualidade que provê a relação sinal/ruído exigida. Após verificar que a qualidade dos dados é apropriada para processamento adicional, a embarcação 1104 muda sua posição com todos os conjuntos de receptores 1109. Esse é o método de pesquisa principal.

Ocasionalmente, quando uma pesquisa é executada ao longo de perfis e não há necessidade de acumular dados

(se a profundidade da camada de hidrocarboneto for suficientemente pequena), esse método pode ser alterado para um movimento constante lento da embarcação 1104 com o transmissor 1113 e receptores 1109 rebocados atrás.

5                   A embarcação 1104 é provida com uma antena 1105 para comunicação, bem como uma unidade de abastecimento de energia, também denominada gerador 121 (vide figura 12). A corrente intensa é gerada pela unidade de abastecimento de energia 121 e passada através de cabos 1107 e eletrodos  
10 transmissores 1108a, 1108b que são dispostos em profundidades diferentes no mar 1102 e formam uma antena transmissora 1108. O momento de energia  $P_z$  de um transmissor 1113 é igual a  $L_{Tr} \times I$ , onde  $L_{Tr}$  é a distância vertical entre os eletrodos transmissores 1108a, 1108b e  $I$   
15 é a amperagem. Quanto maior  $P_z$ , melhor, visto que esse momento é de grande importância para o valor de sinal registrado.

A mesma condição se aplica aos receptores 1109. A componente vertical de campos eletromagnéticos induzidos em  
20 estratos por corrente no transmissor 1113 é medida por uma ou mais antenas receptoras essencialmente verticais 1111, cada uma das quais é composta de pelo menos um par de eletrodos receptores 1111a, 1111b conectados ao receptor 1109 por cabos 1110, e onde a distância vertical entre os  
25 eletrodos receptores 1111a, 1111b é igual a  $L_{RC}$ . O valor de um sinal recebido  $V_z$  é igual a  $L_{RC} \times E_z$ , onde  $E_z$  é igual à componente elétrica do sinal recebido na direção  $z$ . A tensão do sinal medido é proporcional a  $L^4$  se tanto a linha transmissora como a linha receptora tiverem o mesmo  
30 comprimento  $L$  igual à profundidade do mar. Desse modo, as condições gerais para o sistema TEMP-VEL são altamente favoráveis quando a profundidade do reservatório é grande e  $L_{Tr}$  e  $L_{RC}$  apresentam um comprimento de 500-1000 m e a

amperagem  $I = 1-5$  kA.

São providas unidades acústicas nos eletrodos 1108a, 1108b, 1111a, 1111b para determinação exata da posição dos eletrodos 1108a, 1108b, 1111a, 1111b, e também 5 sensores de pressão (não mostrados). Obviamente, não é possível instalar os eletrodos transmissores 1108a, 1108b e 1111a, 1111b, respectivamente, absolutamente de forma vertical um acima do outro. Além disso, a embarcação 1104 se move levemente durante as medições devido ao vento e às 10 correntes. As posições reais dos eletrodos transmissores 1108a, 1108b são registradas, e os dados de correção necessários são calculados e levados em consideração no processamento e na interpretação de dados. Os dados a partir dos sensores de pressão são utilizados para reduzir 15 o ruído EM causado por ondas na superfície do mar.

A comunicação entre a embarcação 1104 e todos os receptores 1109 ocorre através das antenas 1105, 1112 e unidades de comunicação descritas abaixo.

A figura 12 mostra um diagrama de blocos do 20 transmissor 1113. Um gerador de energia potente 121 gera uma corrente alternada que é convertida por um gerador de pulso 122 em série de pulsos de corrente quadrados como aqueles traçados na figura 8. A duração dos estágios ligado e desligado dos pulsos cobre a faixa de 0,01-100 segundos.

25 Na prática, as séries de pulsos são formuladas pelo controlador 123 de um modo que suprima ruído. Incoerência entre pulsos e ruído é determinada no estado de espera quando a corrente transmissora é desligada. Um controlador de transmissor 123 controla o gerador de 30 energia 121, o gerador de pulso 122, o processo de entrega de energia aos eletrodos transmissores 1108a, 1108b, a calibragem do sistema, o processo de aquisição de dados, o controle de tempo real do sistema inteiro, etc. Os cabos

1107 são terminados nos eletrodos transmissores 1108a, 1108b, que têm a capacidade de transferir eficientemente os pulsos de corrente para a água do mar e permanecer em uma posição estável submersa na água 1102.

5           A disposição principal para as pesquisas TEMP-VEL é "registro estacionário", a embarcação 1104 e os receptores 1109 sendo estacionários pelo tempo necessário para fornecer a qualidade necessária de dados de medição. O bloco de comunicação 124 cuida dos processos de comunicação  
10           entre o transmissor 1113 e todos os receptores 1109 através de uma antena 1105, e participa no processo de aquisição de dados por toda a pesquisa.

          A calibragem do sistema é executada periodicamente durante o processo de registro. De tempos em  
15           tempos, o operador, com base em uma verificação de dados, determinará a ramificação esquerda da curva de resistividade aparente 90 (com um pequeno retardo de tempo), em seguida, comparará essa com a resposta teoricamente calculada para uma geometria de montagem TEMP-  
20           VEL real e a condutividade de água do mar, e comparará a mesma com o valor efetivo da condutividade de água do mar determinada nas condições efetivas em consideração de temperatura, salinidade e pressão.

          A figura 13 mostra um diagrama de blocos do  
25           receptor 1109 na figura 1. O campo elétrico induzido é medido por meio da antena receptora formada pelos cabos receptores 1110 que terminam nos eletrodos receptores não polarizados 1111a, 1111b. Após a amplificação através de um amplificador de ruído baixo 132, o sinal é digitalizado  
30           através de um conversor analógico/digital (ADC) 133 e transferido através de uma unidade de controle de receptor 134, um bloco de comunicações 136 e a antena 1112 para a embarcação 1104 para processamento completo e análise

subseqüente. A unidade de controle de receptor 134 muda a disposição de aquisição de dados de acordo com comandos a partir da embarcação 1104, que aloja o centro principal para a pesquisa. Os sinais também podem ser transferidos para um centro de controle baseado no litoral onde essas decisões podem ser tomadas.

A estratégia do trabalho de campo foi desenvolvida com base em informações sobre a área sendo pesquisada, recebidas a partir de dados geológicos e geofísicos. A modelagem 1D, 2D, 2 1/2D ou 3D da situação eletromagnética é produzida, e os sinais esperados a partir do sistema TEMP-VEL são avaliados. Tanto a disposição ótima para a instalação do sistema como a disposição de medição são planejadas com base nesses sinais e na resolução exigida nas direções vertical e horizontal.

Uma das disposições de pesquisa possíveis é mostrada na figura 14. A área de pesquisa inteira é dividida em sub-áreas. A embarcação 1104 que porta o transmissor 1113 é colocada no centro de cada sub-área. Os conjuntos de receptores 1109 são empregados em torno da embarcação 1004 na distância que satisfaz a exigência de zona de indução. Além disso, uma rede de estações magnetotélúricas autônomas 141 é empregada na área. Essas estações 141 são utilizadas para reduzir qualquer ruído produzido por variações geomagnéticas. A duração das medições em cada sub-área é determinada por muitos fatores, incluindo as características da seção, amperagem, profundidade do oceano, comprimento das antenas transmissora e receptora 1108, 1111, ruído, etc. A acumulação síncrona ou assíncrona de dados é realizada durante essas medições. Após a verificação da qualidade dos dados, a embarcação 1104 e todos os conjuntos de receptores 1109 são posicionados em um novo local.

Após pré-processamento e análise, os dados coletados são convertidos em perfis de tensão ou em resistividade aparente versus tempo ou profundidade na categoria de seções de gradiente, ou são invertidos em resistividade versus profundidade na categoria de estruturas estratificadas. Nos dois casos onde as influências sobre a estrutura de campo eletromagnético a partir de não homogeneidades laterais não são substanciais, a inversão é executada, em modelos na categoria 1D. Em outras ocorrências, a inversão e a interpretação de dados são executadas em modelos na categoria 2D, 2 1/2D ou 3D.

#### Bibliografia

##### Patentes US

<b>Publicação no.</b>	<b>Publicado</b>	<b>Depositante</b>
4 644 892	10/1985	Kaufman e outros
4 617 518	10/1986	Srnka
5 563 513	10/1996	Tasci
6 320 386	11/2001	Balashov e outros
0 052 685 A1	03/2003	Ellingsrud e outros
0 048 105 A1	03/2003	Ellingsrud e outros
6 628 119 B1	10/2003	Eidesmo e outros

##### Outras publicações de patentes

<b>Publicação no.</b>	<b>Publicado</b>	<b>Depositante</b>
WO 01/57555 A1	09/2001	Ellingsrud e outros
WO 02/14906 A1	02/2002	Ellingsrud e outros
WO 03/025803 A1	03/2003	Srnka e outros
WO 03/034096 A1	04/2003	Sinha e outros
WO 03/048812 A1	06/2003	MacGregor e outros

15

##### Outras publicações

Amundsen H.E.F, Fanavoll S., Loseth L., Simonsen I., Skogen E.; 2003: Svanen Sea Bed Logging (SBL) Survey

Report.

Amundsen H.E.F., Johansen S. Røsten T.; 2004: A Sea Bed Logging (SBL) calibration survey over the Troll Gas Field. 66<sup>a</sup> Conferência & Exibição EAGE, Paris, França, 6-10  
5 de junho de 2004.

Chave A.D. e Cox C.S.; 1982: Controlled Electromagnetic Sources for Measuring Electrical conductivity Beneath the Oceans 1. Forward Problem and Model Study. Journal of geophysical Research, 87, B7, p.  
10 5327-5338.

Chave A.D., Constable S.C., Edwards R.N.; 1991: Electrical Exploration Methods for the Seafloor. Chapter 12. Ed. por Nabighian, Applied Geophysics, v.2, Soc. Explor. Geophysics, Tulsa, Okla. p. 931-966.

15 Cheesman S.J., Edwards R.N., Chave A.D.; 1987: On the theory of sea floor conductivity mapping using transient electromagnetic systems. Geophysics, V. 52, N2, p. 204-217.

Chew W.C. e Weedon W.H., 1994: A 3D perfectly  
20 matched medium from modified Maxwell's equations with stretched coordinates. IEEE Microwave and Guided Wave letters, 4, p. 268-270.

Cox C.S., Constable S.C., Chave A.D., Webb S.C.; 1986: Controlled source electromagnetic sounding of the  
25 oceanic lithosphere. Nature, 320, p. 52-54.

Constable S.C., Orange A.S., Hoversten G.M., Morrison H.F.; 1998: Marine magnetotellurics for petroleum exploration. Part 1: A sea floor equipment system. Geophysics, V. 63, No. 3, p. 816-825.

30 Coggon J.H., Morrison, H.F.; 1970: Electromagnetic investigation of the sea floor: Geophysics, v. 35, p. 476-489.

Edwards R.N., Law, L.K., Delaurier, J.M.; 1981:

On measuring the electrical conductivity of the oceanic crust by a modified magnetometric resistivity method; J. Geophys. Res., V. 68, p. 11609-11615.

5 Edwards, R.N., Nobes D.C., Gomez-Trevino E., 1984: Offshore electrical exploration of sedimentary basins: The effects of anisotropy in horizontally isotropic, layered media. Geophysics, v. 49, No. 5, p. 566-576.

10 Edwards, R.N., Law, L.K., Wolfgram P.A., Nobes D.C., Bone M.N., Trigg D.F., DeLaurier J.M.; 1985: First results of the MOSES experiment: Sea sediment conductivity and thickness determination. Bute Inlet, British Columbia, by magnetometric off-shore electrical sounding. Geophysics, v. 450, No. 1, p. 153-160.

15 Edwards R.N. e Chave A.D.; 1986: On the theory of a transient electric dipole-dipole method for mapping the conductivity of the sea floor. Geophysics, V. 51, p. 984-987.

20 Edwards R.; 1997: On the resource evaluation of marine gas hydrate deposits using sea-floor transient dipole-dipole method. Geophysics, V. 62, No. 1, p. 63-74.

25 Edwards R.N.; 1998: Two-dimensional modeling of a towed in-line electric dipole-dipole sea-floor electromagnetic system: The optimum time delay or frequency for target resolution. Geophysics, V. 53, No. 6., p. 846-853.

30 Eidesmo, T., Ellingsrud S., MacGregor L.M., Constable S., Sinha M.C., Johansen S.E., Kong N. e Westerdahl, H.; 2002: Sea Bed Logging (SBL), a new method for remote and direct identification of hydrocarbon filled layers in deepwater areas. First Break, V. 20, março, p. 144-152.

Ellingsrud S., Sinha M.C., Constable S.,

- MacGregor L.M., Eidesmo T. e Johnsen S.E., 2002: Remote sensing of hydrocarbon layers by Sea Bed Logging (SBL): results from a cruise offshore Angola. *The Leading Edge*, 21, p. 972-982.
- 5 Farelly B., Ringstad C., Johnstad C.E., Ellingsrud S.; 2004: Remote Characterization of hydrocarbon filled reservoirs at the Troll field by Sea Bed Logging. EAGE Fall Research Workshop Rhodes, Grécia, 19-23 de setembro de 2004.
- 10 Greer A.A., MacGregor L.M. e Weaver R.; 2004: Remote mapping of hydrocarbon extent using marine Active Source EM sounding, 66ª Conferência & Exibição EAGE, Paris, França, 6-10 de junho de 2004.
- Haber, E., Ascher U. e Oldenburg D.W.; 2002:  
15 Inversion of 3D time domain electromagnetic data using an all-at-once approach: submetido para apresentação no 72º Encontro Internac. Anual: Soc. of Expl. Geophys.
- Howards R.N., Law L.K., Delaurier J.M.; 1981: On measuring the electrical conductivity of the oceanic crust  
20 by a modified magnetometric resistivity method: *J. Geophys. Res.*, 86, p. 11609-11615.
- Johansen S.E., Amundsen H.E.F., Røsten T., Ellingsrud S., Eidesmo T., Bhuyian A.H.: 2005: Subsurface hydrocarbon detected by electromagnetic sounding. *First*  
25 *Break*, V. 23, p. 31-36.
- Kaufman A.A., e Keller G.V.; 1983: Frequency and transient soundings. Amsterdam, Elsevier Science Publ. Co., p. 411-454.
- Kong F.N., Westerdahl H., Ellingsrud, S., Eidesmo  
30 T. e Johansen S.; 2002: 'Seabed logging': A possible direct hydrocarbon indicator for deep sea prospects using EM energy: *Oil and Gas Journal*, 13 de maio de 2002, p. 30-38.
- MacGregor L., Sinha M.; 2000: Use of marine

controlled-source electromagnetic sounding for sub-basalt exploration. Geophysical prospecting, V. 48, p. 1091-1106.

MacGregor L., Sinha M., Constable S.; 2001: Electrical resistivity of the Valu Fa Ridge, Lau Basin, from marine controlled-source electromagnetic sounding. Geoph. J. Intern. V. 146, p. 217-236.

MacGregor L., Tompkins M., Weaver R., Barker N.; 2004: Marine active source EM sounding for hydrocarbon detection. 66<sup>a</sup> Conferência & Exibição EAGE, Paris, França, 6-10 de junho de 2004.

Marine MT in Chine with Phoenix equipment.; 2004: Publicado por Phoenix Geophysics Ltd., edição 34, p. 1-2, dezembro de 2004.

Singer B. Sh., Fainberg E.B.; 1985: Electromagnetic induction in non-uniform thin layers, IZMIRAN, p. 234.

Singer B. Sh.; 1995: Method for solution of Maxwell's equations in non-uniform media. Geophysical Journ. Intern. 120, p. 590-598.

Tompkins, M., Weaver R., MacGregor L.; 2004: Sensitivity to hydrocarbon targets using marine active source EM sounding: Diffusive EM mapping methods. 66<sup>a</sup> Conferência & exibição EAGE, Paris, França, 6-10 de junho de 2004.

Wright, D.A., Ziolkowski A., e Hobbs B.A.; 2001: Hydrocarbon detection with a multichannel transient electromagnetic survey. 70<sup>o</sup> Encontro Internac. Anual, Soc. of Expl. Geophys.

Wicklund T.A., Fanavoll S.; 2004: Norwegian Sea: SBL case study. 66<sup>a</sup> Conferência & Exibição EAGE, Paris, França, 6-10 de junho de 2004.

Wolfgram P.A., Edwards R.N., Law L.K., Bone M.N.; 1986: Polymetallic sulfide exploration on the deep sea

floor: The feasibility of the MINI-MOSES experiment. *Geophysics*, V. 51, No. 9, p. 1808-1818.

Yuan J., Edward R.N.; 2001: Towed seafloor electromagnetics and assessment of gas hydrate deposits. 5 *Geophys. Res. Lett.* V. 27, No. 6, p. 2397-2400.

Yuan J., Edwards R.N.; 2004: The assessment of marine gas hydrates through electrical remote sounding: Hydrate without BSR? *Geophys. Res. Lett.*, V. 27, No. 16, p. 2397-2400.

10 Ziolkovsky A., Hobbs B., Wright D.; 2002: First direct hydrocarbon detection and reservoir monitoring using transient electromagnetics. *First Break*, V. 20, No. 4, p. 224-225.

## REIVINDICAÇÕES

1. Método para uma pesquisa eletromagnética de objetos alvo eletricamente resistivos que contêm potencialmente hidrocarbonetos, caracterizado pelo fato de  
5 que o método compreende:

a determinação de características elétricas de um estrato sendo pesquisado pelo uso de um modo magnético transversal de pelo menos uma fonte de campo eletromagnético (1113) e de registro da resposta magnética transversal; à  
10 medida que

pulsos de corrente de fonte intermitentes (81, 82) com uma terminação precisamente definida são gerados na pelo menos uma fonte de campo eletromagnético (1113);

os pulsos de corrente de fonte intermitentes (81, 82) são transferidos para uma antena transmissora (1108), essencialmente vertical, submersa, e transmitidos para os estratos;

respostas de meio são interceptadas por pelo menos um receptor (1109) empregado na zona de indução e  
20 provido com pelo menos uma antena receptora (1111), essencialmente vertical, submersa, no tempo entre os pulsos de corrente consecutivos;

medições de resposta de estratos em uma zona de indução, isto é, em uma área onde a distância horizontal  
25 entre a pelo menos uma antena transmissora (1108) e o pelo menos um receptor (1109) é igual a  $R$ , e  $R \leq (t\rho_a(t)/\mu_0)^{1/2}$ , onde  $t$  é o retardo de tempo contado a partir do instante após a fonte de campo eletromagnético (1113) ter sido desligada,  $\mu_0 = 4\pi 10^{-7}$  H/m, e  $\rho_a(t)$  é a resistividade  
30 aparente de um substrato no período  $t$ ; à medida que

a pelo menos uma fonte de campo eletromagnético (1113) e o pelo menos um receptor (1109) são submersos em uma massa de água (1102).

2. Método para uma pesquisa eletromagnética, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que os pulsos de corrente (81, 82) se sucedem uns aos outros em uma sequência especial que é incoerente com um ruído de sinal presente, e respostas medidas através do

5 pelo menos um receptor (1109) são empilhadas para prover uma relação sinal/ruído que é suficiente para detecção do alvo.

3. Método para uma pesquisa eletromagnética, de acordo com as reivindicações 1 ou 2, caracterizado pelo fato de que uma supressão adicional de ruído de sinal é alcançada pelo processamento de dados geomagnéticos codificados no tempo e de dados de pulso de fonte codificados no tempo (81, 82).

10

4. Método para uma pesquisa eletromagnética, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 3, caracterizado pelo fato de que uma supressão adicional de ruído de sinal é alcançada pelo processamento de registros de pressão de água codificados no tempo, os quais são

15 coletados nas proximidades imediatas da antena receptora (1111) do pelo menos um receptor (1109) e comparados com os pulsos de fonte codificados no tempo (81, 82).

20

5. Método para uma pesquisa eletromagnética, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 4, caracterizado pelo fato de que uma decisão para continuar as medições, alterar o modo operacional, alterar locais de medição ou recuperar um ou mais dos meios de geração de sinal (141, 1108a, 1108b, 1109, 1111a, 1111b, 1113) é tomada após uma avaliação e/ou interpretação total ou

25 parcial dos dados adquiridos.

30

6. Método para uma pesquisa eletromagnética, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 5, caracterizado pelo fato de que pelo menos alguns dos dados

coletados são transferidos para um processador central e analisados em tempo real.

7. Método para uma pesquisa eletromagnética, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 6, caracterizado pelo fato de que a pelo menos uma fonte de campo eletromagnético (1113) e o pelo menos um receptor (1109) são estacionários durante um intervalo de registro e são então transferidos para outra posição na área de pesquisa para repetir o método como definido na reivindicação 1.

8. Método para uma pesquisa eletromagnética, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 6, caracterizado pelo fato de que a pelo menos uma fonte de campo eletromagnético (1113) e o pelo menos um receptor (1109) estão em movimento constante na área de pesquisa durante o registro.

9. Método para uma pesquisa eletromagnética, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 8, caracterizado pelo fato de que dois ou mais receptores (1109) registram a componente vertical do campo eletromagnético induzido por uma e a mesma fonte de campo eletromagnético (1113) simultaneamente e em locais diferentes dentro da zona de indução.

10. Método para formar imagens de estratos 1D, 2D, 2 1/2D ou 3D, caracterizado pelo fato de que o método compreende a etapa de combinar a resistividade aparente com a seção transversal de profundidade aparente calculada para todos os locais de registro com base no campo elétrico vertical medido da zona induzida, excitado por uma fonte de campo eletromagnético vertical (1113) pelo uso de uma resposta retardada em um meio-espaço homogêneo para a antena transmissora (1108) da fonte de campo eletromagnético vertical (1113).

11. Equipamento para uma pesquisa eletromagnética de alvos eletricamente resistivos que contém potencialmente hidrocarbonetos, caracterizado pelo fato de que compreende:
- uma antena transmissora (1108), essencialmente  
5 vertical, submersa, que atua como uma fonte (1113) de um modo magnético transverso de um campo eletromagnético;
- uma fonte de energia (121) disposta para entregar energia elétrica, e um gerador de pulso controlável (CSEM) (122) disposto para entregar uma série de pulsos quadrados  
10 intermitentes (81, 82) com uma duração de 0,01 a 100 segundos, uma amplitude de 0,1 a 10000 A e uma terminação precisamente definida para os eletrodos transmissores (1108a, 1108b) da fonte de campo eletromagnético (1113);
- pelo menos um receptor (1109) empregado na zona  
15 de indução e provido com pelo menos uma antena receptora (1111), essencialmente vertical, submersa, o receptor (1109) sendo disposto para registrar o campo eletromagnético vertical durante intervalos entre os pulsos de corrente intermitentes (81, 82).
- 20 12. Equipamento de acordo com a reivindicação 11, caracterizado pelo fato de que a antena transmissora essencialmente vertical (1108) do transmissor (1113) é disposta para registrar o campo eletromagnético vertical durante intervalos entre os pulsos de corrente  
25 intermitentes (81, 82).
13. Equipamento, de acordo com a reivindicação 11, caracterizado pelo fato de que sensores acústicos são providos nas proximidades imediatas de porções de extremidade superior e inferior (1111a, 1111b) da antena  
30 receptora (1111).
14. Equipamento, de acordo com a reivindicação 11, caracterizado pelo fato de que sensores de pressão são providos nas proximidades imediatas de porções de

extremidade superior e inferior (1111a, 1111b) da antena receptora (1111).

5 15. Equipamento, de acordo com qualquer uma das reivindicações 11 a 14, caracterizado pelo fato de que a pelo menos uma fonte de campo eletromagnético (1113) do equipamento e pelo menos um do, pelo menos um receptor (1109) são dispostos para se moverem sob controle ou autonomamente durante ou entre as medições, as medições sendo executadas contínua ou seqüencialmente.

10 16. Equipamento, de acordo com qualquer uma das reivindicações 11 a 15, caracterizado pelo fato de que a fonte de campo eletromagnético (1113) e/ou pelo menos um do, pelo menos um receptor (1109) é/são providos com meios (1105, 1112) de transferência em tempo real de pelo menos  
15 uma seleção dos dados coletados para um processador central.

20 17. Equipamento, de acordo com qualquer uma das reivindicações 11 a 16, caracterizado pelo fato de que sensores adicionais (141) para medir o campo elétrico de três componentes e/ou o campo magnético de três componentes em variações geomagnéticas são dispostos em um ou mais locais no leito do mar (1103).

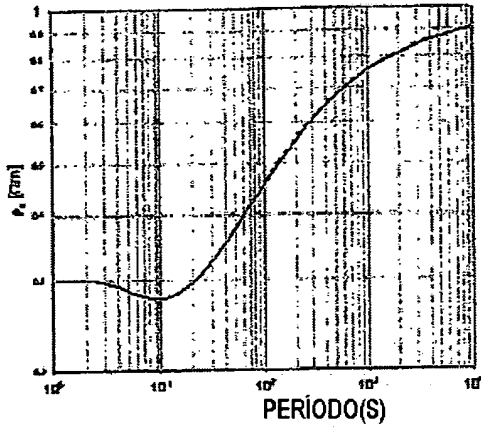


Fig. 1

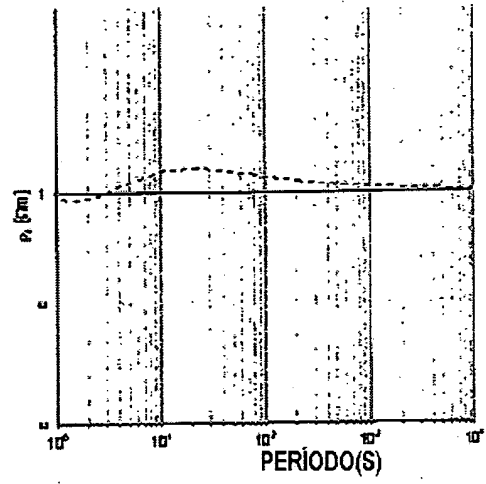


Fig. 2

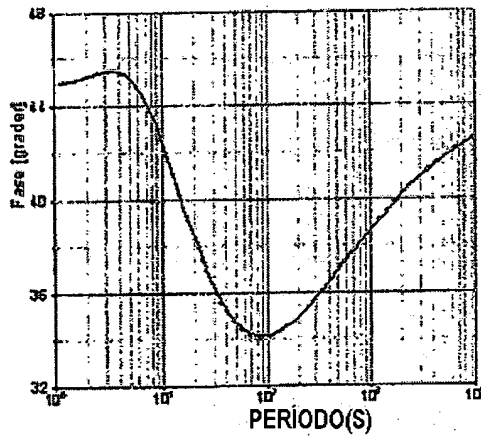


Fig. 3



Fig. 4

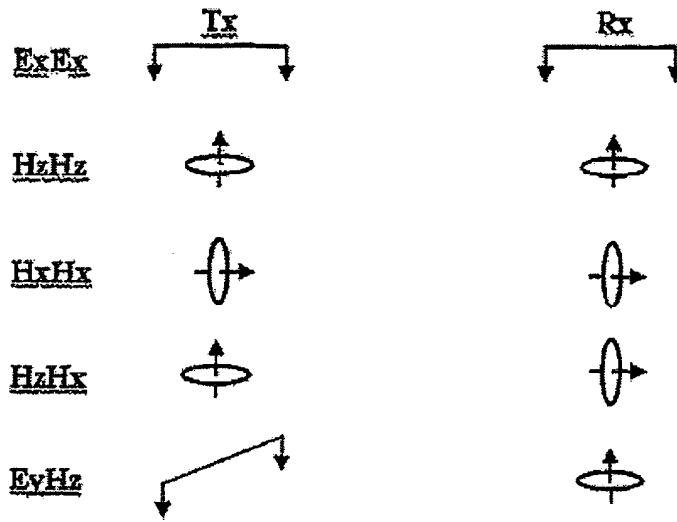


Fig. 5

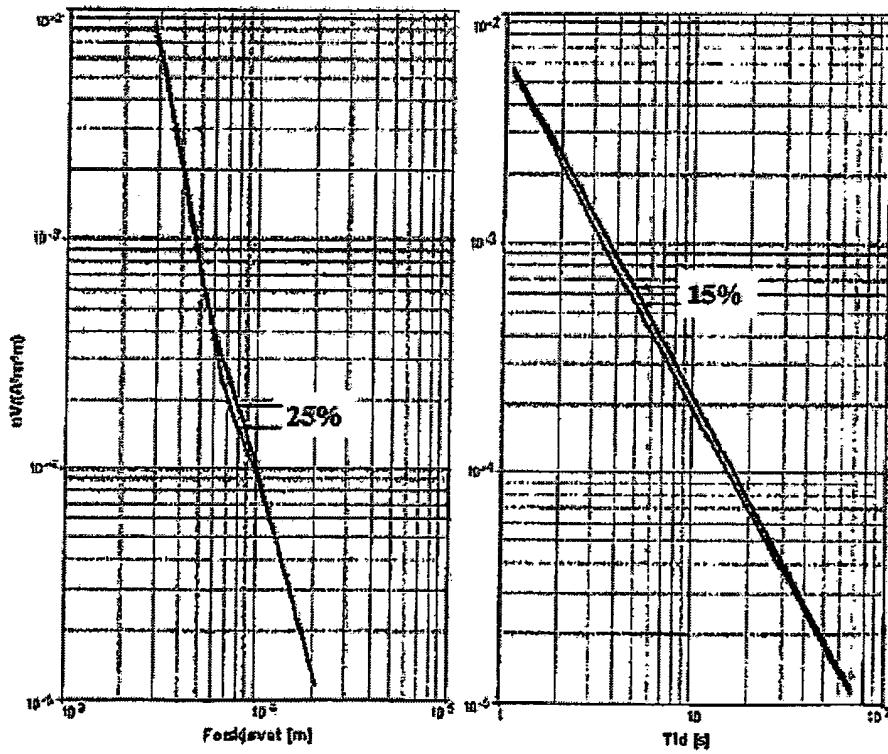


Fig. 6

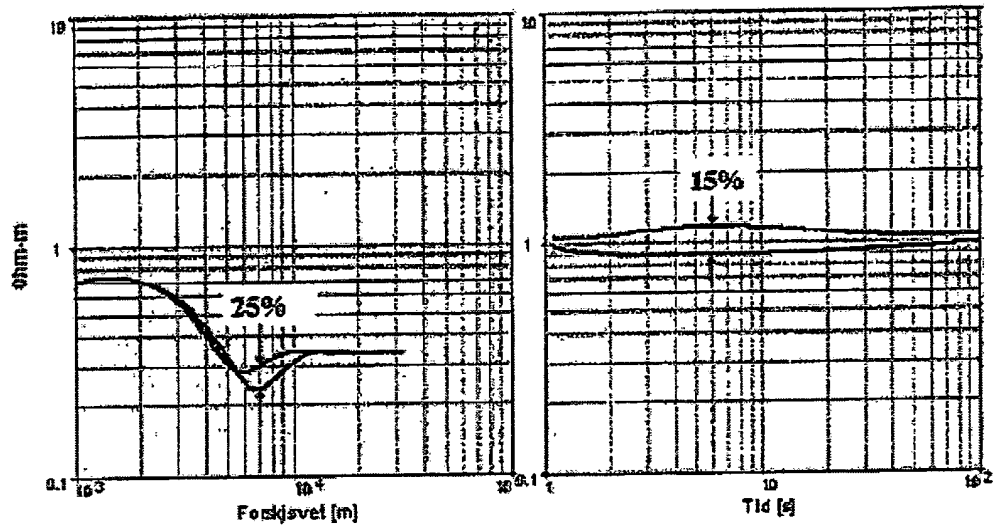


Fig. 7

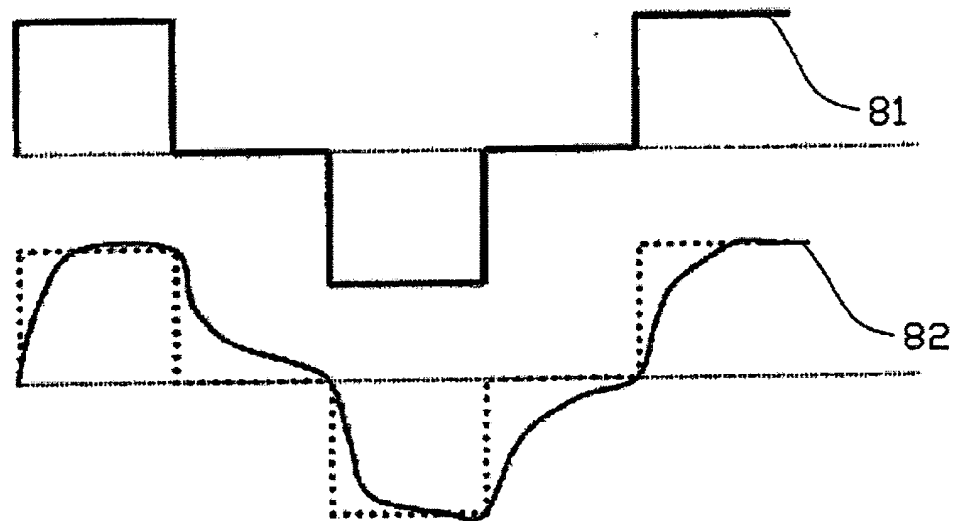


Fig. 8

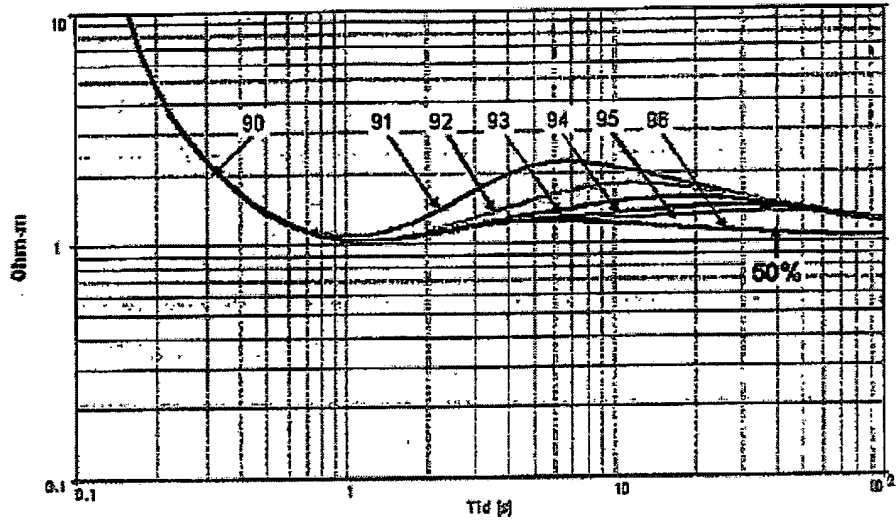


Fig. 9

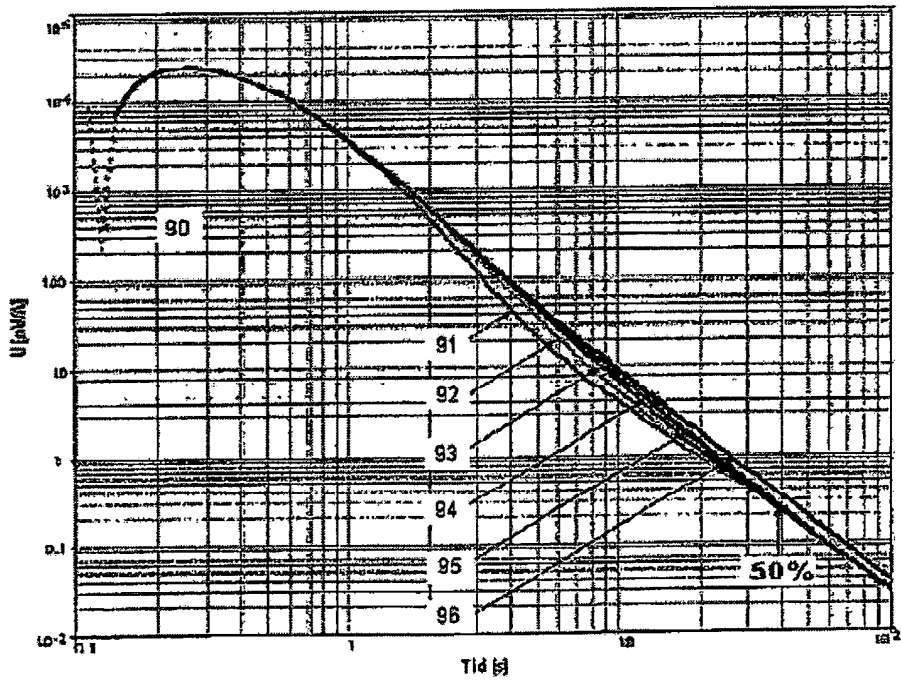


Fig. 10

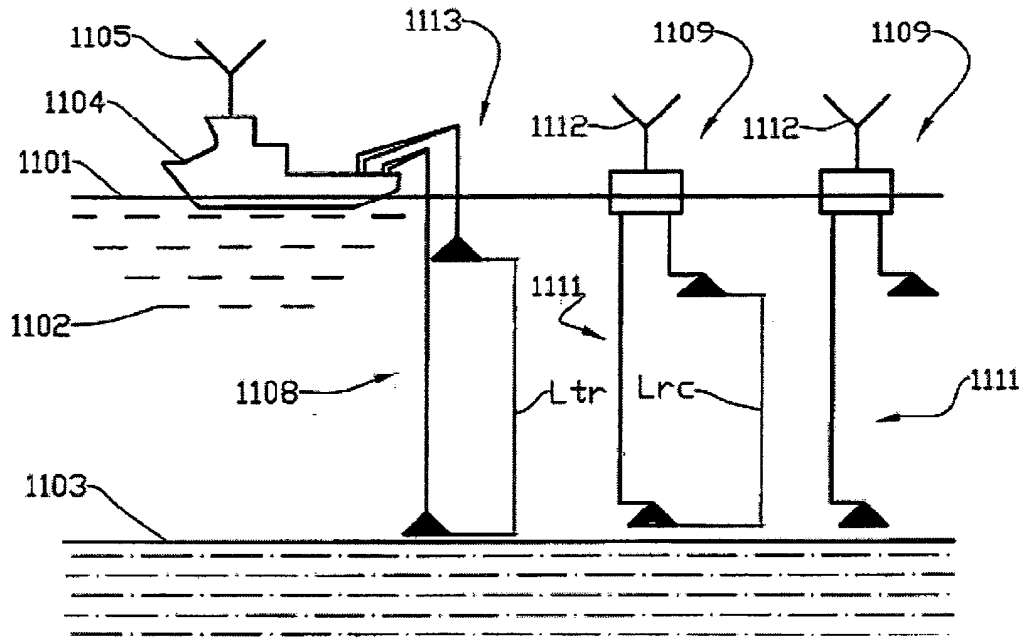


Fig. 11

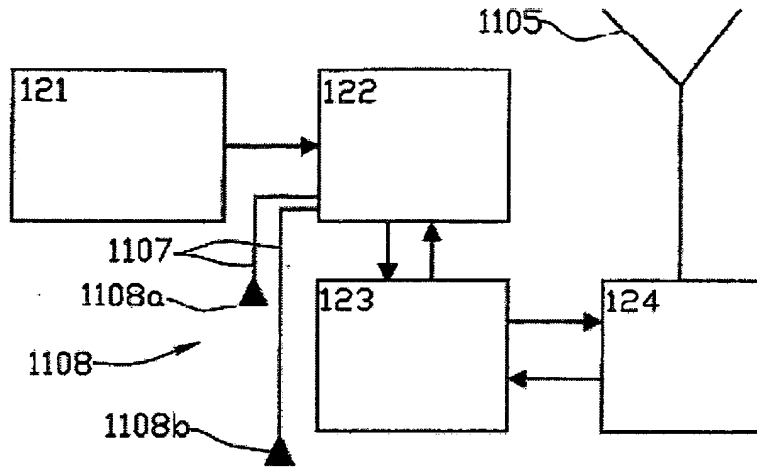


Fig. 12

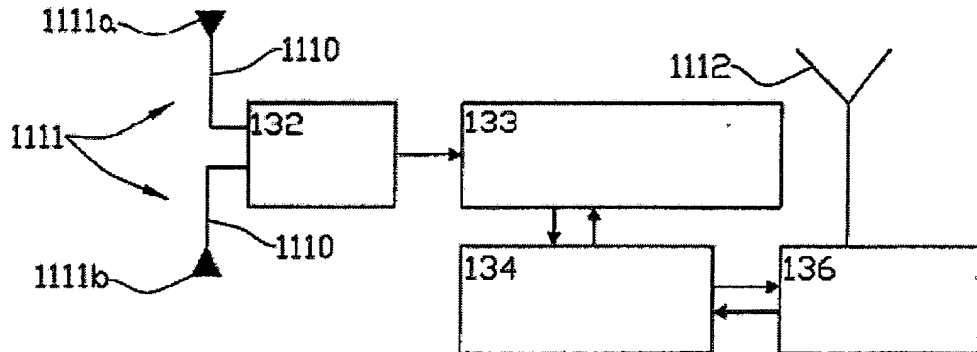


Fig. 13

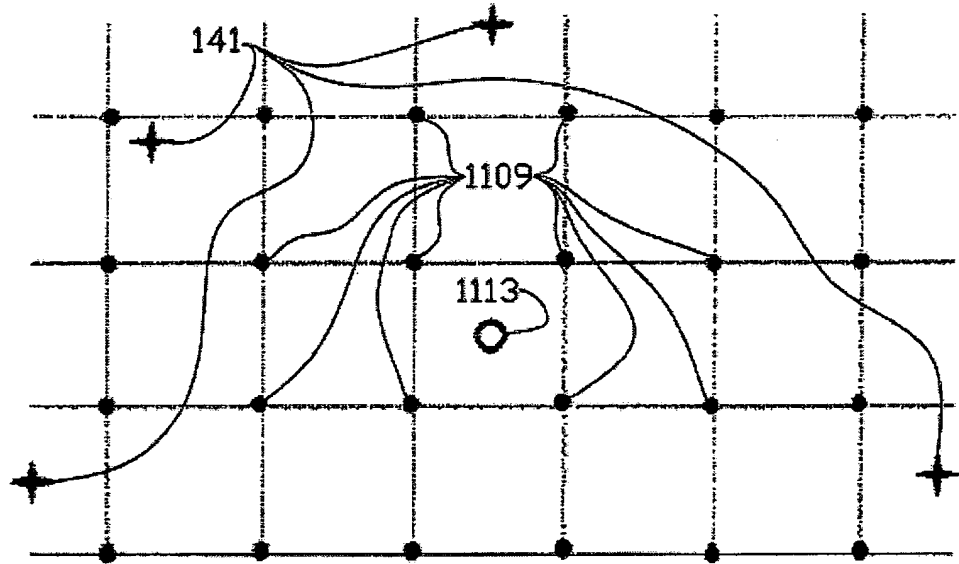


Fig. 14

RESUMO

**"MÉTODOS PARA MAPEAMENTO DE RESERVATÓRIOS DE HIDROCARBONETO E EQUIPAMENTO PARA USO NA EXECUÇÃO DO MÉTODO"**

É proposto um método para uma pesquisa  
 5 eletromagnética marinha com base no modo TM, para fins de  
 prospecção e detecção de reservatórios de hidrocarboneto  
 abaixo da superfície. O método inclui uma fonte de campo  
 eletromagnético (1113) que, em uma antena transmissora  
 essencialmente vertical, submersa, gera e injeta pulsos de  
 10 corrente elétrica (81, 82) com uma terminação precisamente  
 definida. Um campo eletromagnético gerado por esses pulsos  
 (81, 82) é medido por pelo menos um receptor (1109) provido  
 com uma antena receptora essencialmente vertical (1111)  
 submersa em água, durante o intervalo quando a corrente na  
 15 antena transmissora (1108) da fonte de campo  
 eletromagnético (1113) é desligada. A distância entre a  
 fonte de campo eletromagnético (1113) e o pelo menos um  
 receptor (1109) é menor do que a profundidade do objeto  
 alvo. Um equipamento também é descrito, para implementação  
 20 do método.