



República Federativa do Brasil
Ministério da Indústria, Comércio Exterior
e Serviços
Instituto Nacional da Propriedade Industrial

(11) PI 0711282-3 B1

(22) Data do Depósito: 06/03/2007

(45) Data de Concessão: 21/08/2018



(54) Título: MÉTODOS PARA DETERMINAR MUDANÇAS DEPENDENTES DE TEMPO NO TEOR DE HIDROCARBONETO DE UM RESERVATÓRIO DE SUB-SUPERFÍCIE

(51) Int.Cl.: G01V 3/12; G01V 3/08

(30) Prioridade Unionista: 04/05/2006 US 60/797560

(73) Titular(es): EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY

(72) Inventor(es): LEONARD J. SRNKA; JAMES J. CARAZZONE; DIMITRY A. PAVLOV

(85) Data do Início da Fase Nacional: 03/11/2008

“MÉTODOS PARA DETERMINAR MUDANÇAS DEPENDENTES DE TEMPO NO TEOR DE HIDROCARBONETO DE UM RESERVATÓRIO DE SUB-SUPERFÍCIE”

[0001] Este pedido reivindica o benefício do pedido provisório U. S. 60/797.560 solicitado aos 4 de maio de 2006.

CAMPO DA INVENÇÃO

[0002] Esta invenção refere-se geralmente ao campo da prospecção geofísica, e, mais particularmente, a levantamentos eletromagnéticos de fonte controlada tipicamente em ambientes fora da costa, em que um transmissor eletromagnético controlado é rebocado acima, ou posicionado entre receptores eletromagnéticos no leito do mar, para as finalidades de pesquisa, desenvolvimento, e produção de hidrocarboneto. Especificamente, a invenção é um método para determinar a diferença entre a resistividade elétrica de um reservatório subterrâneo em um momento inicial, e sua resistividade elétrica em um ou mais momentos mais tarde, e relacionar esta diferença à produção de hidrocarbonetos do reservatório durante o período intermediário.

FUNDAMENTOS DA INVENÇÃO

[0003] Esta invenção trata do problema de determinar a distribuição tridimensional (3D) de fluidos de hidrocarbonetos dentro de um reservatório subterrâneo, que freqüentemente estará situado debaixo de um corpo de água, como debaixo do mar, durante o período de tempo (ou períodos) de produção de hidrocarboneto desse reservatório. Aplicações de métodos sísmicos a estes problemas são chamadas métodos de lapso de tempo ou 4D. Um problema crítico para a produção de hidrocarbonetos (gás, condensado de gás e óleo) de reservatórios é o conhecimento exato da distribuição da saturação de hidrocarboneto dentro das rochas porosas que compreendem o reservatório. Quando hidrocarbonetos são produzidos do reservatório, a saturação de hidrocarboneto diminui e, a saturação de água aumenta em uma maneira não uniforme, dentro do reservatório. Embora métodos sísmicos tenham sido desenvolvidos para aplicações 4D para monitorar fluidos de reservatório, estes métodos são caros, e são freqüentemente ineficazes devido à sensibilidade

relativamente baixa da resposta sísmica às mudanças na saturação de hidrocarboneto. Esta baixa sensibilidade é particularmente verdadeira para reservatórios de óleo, devido às propriedades acústicas da maioria dos óleos serem muito similares àsquelas das águas de formação do reservatório e, portanto, as mudanças na saturação de óleo não são refletidas na resposta sísmica.

[0004] Outros métodos são conhecidos na técnica para avaliar as propriedades de fluido de reservatório. Dados de resistividade e saturação de hidrocarboneto estão disponíveis durante a depleção do reservatório, a partir de métodos para poço perfurado (no interior do furo ou perfilagem do poço), dentro de alguns metros do poço perfurado. Entretanto, os métodos de perfilagem de poço não são eficazes entre poços que estão geralmente afastados de centenas a milhares de metros de distância, como encontrado em muitos campos de hidrocarboneto, devido à distância de penetração limitada dos sinais de sonda dentro do reservatório, a partir de aparelho de perfilagem de poço, no interior do furo. Além disso, os poços de produção são geralmente envolvidos com revestimento eletricamente condutor, o que limita severamente o uso de métodos elétricos para monitorar a resistividade do fluido do reservatório, uma vez que o reservatório é blindado ao sinal de sonda elétrico pelo revestimento (exceto em frequência muito baixa).

[0005] Dados de resistividade e saturação do reservatório também estão disponíveis durante a depleção do reservatório a partir de métodos de poços perfurados cruzados (poços cruzados), usando energia sísmica ou eletromagnética (c f. Rector, W.J. (ed.), "Crosswell Methods: Special Issue", Geophysics 60, no. 3 (1995)). Entretanto, os métodos de poço cruzado exigem pelo menos: dois poços para ser usados simultaneamente para a medição, o que é caro, uma vez que a produção de ambos os poços deve ser parada e, a tubulação de produção deve ser removida dos poços. Além disto, dados de poço cruzado provêm primariamente medidas bidimensionais no plano vertical comum que conecta os poços das medições. A maior parte de poços em reservatórios submarinos são afastados da vertical, o que limita a quantidade de plano vertical comum entre pares de poços. Métodos de poço cruzado também, não são eficazes entre poços que estão,

geralmente, afastados de centenas a milhares de metros de distância, como encontrado em muitos campos de hidrocarboneto, devido à distância de penetração limitada dos sinais de sonda da fonte no interior do furo. E, de uma forma similar ao caso da perfilagem de poço único, a presença de revestimento eletricamente condutor nos poços de produção limita, severamente, a capacidade de usar métodos elétricos de poço cruzado para detectar a resistividade do fluido do reservatório.

[0006] Outro método que é usado rotineiramente para avaliar a saturação de fluido entre poços é a simulação matemática de fluxo de fluido do reservatório. Entretanto a simulação do reservatório incorpora necessariamente muitas simplificações e suposições sobre as propriedades das rochas entre os poços, de modo a tornar a simulação matemática prática, mesmo em um grande computador. A simulação do reservatório exige, também, o ajuste contínuo de parâmetros numéricos no modelo, para casar os dados medidos nos poços, a abordagem assim chamada "combinação de histórico", e estes parâmetros podem não ter uma conexão simples às propriedades medidas da rocha e do líquido.

[0007] Resultados de levantamentos eletromagnéticos de fonte controlada ("CSEM") fora da costa como aqueles coletados usando os métodos apresentados na patente U. S. 4.617.518 para Srnka e na patente U. S. 6.603.313 referida previamente e publicação de patente U. S. 2003/0050759, mostraram que a resistividade bruta de fluidos, em reservatórios de hidrocarboneto, pode ser determinada remotamente. Para uma boa primeira aproximação, dados de CSEM marinho obtidos usando-se uma fonte de dipolo elétrico horizontal (HED), são primariamente sensíveis à resistência líquida vertical (resistividade bruta x espessura vertical líquida) do reservatório subterrâneo (Kaufman and Keller, Frequency and Transient Soundings, 300-313, Elsevier (1983)). Um levantamento fora da costa na África Ocidental, (Eidesmo, et al, First Break, 20, 144-152 (2002); Ellingsrud et al., The Leading Edge, 972-982 (2002)) confirmou que a resistividade subsuperficial provocada pela presença de hidrocarbonetos pode ser detectada.

[0008] É bem conhecido que a resistividade elétrica terrestre pode ser anisotrópica. Ver, por exemplo, Keller and Frischnecht, Electrical Methods in

Geophysical Prospecting, 33-39, Pergamon (1966); Kaufmann and Keller, Frequency and Transient Soundings, 257-284, Elsevier, N.Y. (1983), Negi, et al., Anisotropy in Geoelectromagnetism, Elsevier, N.Y. (1989); e Zhdanov and Keller, The Geoelectrical Methods in Geophysical Exploration, 119-124; Elsevier, N.Y. (1994). Diversas publicações ensinam como calcular (modelo) as respostas elétricas anisotrópicas da terra para várias fontes controladas: Ver, por exemplo, Chlamtac and Abramovici, Geophysics 46, 904-915 (1981); Yin and Weidelt, Geophysics 64, 426-434 (1999); Yin and Maurer, Geophysics 66, 1405 -1416 (2001). Vários autores discutem, também, a interpretação da anisotropia elétrica azimutal (por exemplo, Watson and Barker, Geophysics 64, 739-745 (1999); e Linde and Peterson, Geophysics 69, 909-916 (2004)). Outros discutem a interpretação da anisotropia (Jupp and Vozoff, Geophys. Prospecting 25, 460-470 (1977); Edwards, et al., Geophysics 49, 566-576 (1984); e Christensen, Geophys. Prospecting 48, 1-9 (2000)) a partir de dados adquiridos, usando uma variedade de fontes eletromagnéticas controladas.

[0009] A patente U. S. 6.739.165, para Strack, revela um método para monitorar mudanças na resistividade elétrica de um reservatório medindo mudanças em dados dos campos elétrico e magnético na superfície da terra, devido a excitações por fontes indutivas e galvânicas controladas e por fontes magnetotelúricas naturais, que devem incluir medição de mudanças de resistividade em pelo menos um poço perfurado que penetre o reservatório. Strack não revela o uso de formação de imagem ou inversão para mapear a distribuição da resistividade bruta do reservatório ρ_r ou da saturação de hidrocarboneto S_{hc} , e não explica a anisotropia elétrica.

[0010] Johnstad, et al., no pedido de patente: WO 2004/086090, revela um método para monitorar a resistividade do reservatório similar ao de Strack, mas que inclui uma fonte eletromagnética para o interior do furo que é construída pela transmissão de energia elétrica a partir do leito do mar, para dentro do reservatório, através do revestimento eletricamente condutor que reveste o poço. Os autores não revelam o uso de formação de imagem 3D ou inversão 3D para determinar ρ_r ou S_{hc} ,

e não revela como incluir os efeitos da anisotropia elétrica.

[0011] Constable, na publicação de patente WO 2004/053528 (2004), al., explica um método para monitorar reservatórios de hidrocarboneto em tempo real. Ele propõe usar várias fontes de dipolos elétricos verticais e horizontais e fontes eletromagnéticas naturais (por exemplo, magnetotelúrica), isoladamente ou em combinações, junto com as antenas no leito do mar contendo sensores elétricos e magnéticos em vários arranjos, distribuídos sobre uma área contendo um reservatório de hidrocarboneto. As antenas no leito do mar podem ser fixadas permanentemente no leito do mar ou podem ser posicionadas separadamente em diversos momentos. O método de Constable, para monitorar mudanças de tempo na resistividade bruta ρ_r do reservatório, consiste em medir a impedância elétrica terrestre a cada combinação de fonte-receptor, usando as duas componentes do campo elétrico, ortogonal horizontal e vertical, dos sinais de receptor que respondem à energia do transmissor, e mapear estas impedâncias sobre a área do reservatório. Os dados magnetotelúricos podem ser usados opcionalmente para ajudar a determinar o plano de fundo elétrico (volume de não-reservatório da terra). Não são apresentados nenhuma inversão matemática ou formação de imagem dos sinais de receptor, de qualquer dimensionalidade e nenhum método para incluir os efeitos da anisotropia.

[0012] Loke ("Constrained Time-Lapse Resistivity Imaging Inversion", comunicação EEM-7, Proceedings of the SAGEEP Symposium, Denver, 3 de março de 2001) descreve o uso de inversão de formação de imagem forçada 2D para medir mudanças no tempo na resistividade subsuperficial para aplicações ambientais. Loke apresenta o uso do resultado de inversão de resistividade obtida no momento inicial do levantamento como um modelo inicial para a inversão de resistividade executada em um momento mais tarde, de modo a reduzir artefatos no resultado que possam ser introduzidos por outros efeitos além das mudanças na resistividade subsuperficial, como mudanças no sistema de aquisição. Esta publicação limita sua explicação aos levantamentos de resistividade de DC, e usa um exemplo de dados obtidos de um arranjo Wenner-Schlumberger terrestre, um método de levantamento

bastante conhecido dos praticantes da técnica. Efeitos anisotrópicos não são explicados por Loke, nem ele explica dados fora da costa, o uso de múltiplos componentes dos dados, ou aplicações para hidrocarboneto.

[0013] Gasperikova, et al., ("A Feasibility Study of Geophysical Methods for Monitoring Geologic CO₂ Sequestration", Extended Abstract RC 3.8, SEG Annual Meeting, Denver, Colorado, outubro 2004) explica o uso de medições de campo elétrico terrestres associadas com excitação por uma fonte de HED aterrada, para medir a mudança na saturação de água (ou $1 - S_{hc}$), no campo Schrader Bluff, no North Slope do Alaska, como uma consequência da injeção de CO₂ baseada em modelagem frontal 3D. Mudanças dependentes de tempo são simuladas diferenciando cálculos de modelo frontal nos momentos apropriados. O trabalho apresentado não descreve quais componentes de campo elétrico são ótimos para esta medição, nem são discutidos quaisquer efeitos anisotrópicos.

[0014] Hoversten, e al. ("Direct Reservoir Parameter Estimation using Joint Inversion of Seismic AVO and marine CSEM Data", Extended Abstract RC 2.1, SEG Annual Meeting, Denver, Colorado, outubro 2004) apresenta um método para inversão simultânea 1D (terra estratificada plana) de dados (fonte de HED) de reflexão sísmica e de CSEM marinho do leito do mar. Os dados de CSEM são restritos aos dados ligados em linha do campo elétrico (isto é, linha de fonte sobre Ex, ver figura 1). Hoversten et al. (2004) não ensina métodos de lapso de tempo para a monitoração do reservatório, nem ensina como incluir anisotropia elétrica terrestre nas inversões.

[0015] Conseqüentemente, há uma necessidade de um método para estimar diretamente, a saturação de hidrocarboneto por todo o reservatório em uma acepção 3D, medindo e convertendo em imagem, remotamente, um parâmetro físico subsuperficial que seja altamente sensível a esta saturação, e que possa repetir essa medição/formação de imagem, e analisar os dados, quando os fluidos do reservatório são produzidos: Este método deve considerar a anisotropia de resistividade. A presente invenção satisfaz esta necessidade.

SUMÁRIO DA INVENÇÃO

[0016] Em um modo de realização, a invenção é um método para determinar mudanças dependentes de tempo no teor de hidrocarboneto de um reservatório subterrâneo a partir de dados de levantamento eletromagnético de fonte controlada obtidos da região subsuperficial que contém os reservatórios, o mencionado método compreendendo:

- (a) obter: dados de campo eletromagnético registrados em uma pluralidade localizações de receptores, em linha e fora de linha (em relação a uma linha de fonte de levantamento), de um levantamento inicial da região subsuperficial e, resultados de levantamento correspondente de pelo menos um levantamento posterior da mesma região conduzido sob substancialmente as mesmas condições, os mencionados dados compreendendo um componente de campo sensível, pelo menos predominantemente, à resistividade vertical, e um componente de campo sensível, pelo menos predominante, à resistividade horizontal;
- (b) para cada levantamento, resolver as equações de campo eletromagnético de Maxwell para a resistividade horizontal e a resistividade vertical em uma pluralidade de posições (x, y, z) no reservatório subterrâneo, usando parâmetros de aquisição do levantamento e os dados eletromagnéticos de campo medidos; e
- (c) comparar os resultados de resistividade calculada entre os levantamentos.

[0017] Os valores de saturação do fluido de hidrocarboneto podem ser calculados a partir das resistividades horizontais e verticais usando a lei de Archie, ou outra relação, e comparação de resultados convertidos em imagem para este parâmetro, entre levantamentos separados no tempo, desde que uma base para análise mude quando hidrocarbonetos do reservatório são produzidos ao longo do tempo.

DESCRIÇÃO RESUMIDA DOS DESENHOS

[0018] A presente invenção e suas vantagens serão mais bem compreendidas

em referência à descrição detalhada seguinte e aos desenhos anexos, nos quais:

[0019] A Fig. 1 ilustra uma geometria de levantamento apropriada para um modo de realização da presente invenção, em que ambas as fontes horizontais, elétrica e magnética, são usadas em combinação com uma pluralidade de receptores eletromagnéticos de múltiplos componentes localizados, tanto em linha, quanto fora de linha;

[0020] A Fig. 2 ilustra uma geometria de levantamento e um modelo de resistividade subsuperficial para um cálculo de modelo para prover um exemplo-teste do método da presente invenção;

[0021] A Fig. 3A mostra amplitude em linha E_x , e a Fig. 3B mostra fase E_x , para uma fonte de HED e para valores variáveis de EVTI, com e sem uma camada resistiva no modelo da Fig. 2;

[0022] A Fig. 4 ilustra uma imagem simulada em profundidade da resistividade vertical de um modelo de reservatório de hidrocarboneto subterrâneo, calculada a média sobre a espessura do reservatório, obtida por inversão 3D de dados electromagnéticos do leito do mar de E_x em linha e H_z fora de linha, obtidos em um momento inicial, na geometria de levantamento mostrada na Fig.2;

[0023] A Fig. 5 ilustra uma imagem simulada em profundidade da resistividade vertical de um modelo de reservatório subterrâneo de hidrocarboneto, calculada a média sobre a espessura do reservatório, obtida por inversão 3D de dados eletromagnéticos do leito do mar de E_x em linha e H_z fora de linha, obtidos em um momento mais tarde na geometria de levantamento mostrada na Fig.2, em que as medições do leito do mar são adquiridas nas mesmas localizações usando as mesmas linhas de fonte do primeiro tempo; e

[0024] A Fig. 6 é um fluxograma mostrando as etapas básicas em um modo de realização do método da presente invenção.

[0025] A invenção será descrita em conexão com estes modos de realização preferidos. Entretanto, até o ponto em que a seguinte descrição detalhada é específica para um modo de realização, ou um uso particular da invenção, pretende-se que seja apenas ilustrativa e não deve ser interpretada como limitativa do escopo

da invenção. Ao contrário, pretende-se que ela cubra todas as alternativas, modificações e equivalentes que possam ser incluídos dentro do espírito e escopo da invenção, como definido pelas reivindicações anexas.

DESCRIÇÃO DETALHADA DOS MODOS DE REALIZAÇÃO PREFERIDOS

[0026] A invenção é um método para determinar mudanças dependentes de tempo de resistividades elétricas verticais e horizontais dentro de uma região subsuperficial fora da costa, como um reservatório de hidrocarboneto, devido às mudanças nas propriedades do reservatório, como a saturação de fluido nos poros da rocha. Uma causa destas mudanças é a extração, ou injeção intencional de fluidos, como executada na produção de hidrocarboneto. A invenção exige medições de dados de levantamento eletromagnético de fonte controlada (CSEM) em um momento inicial e em um ou mais momentos mais tarde para, no mínimo, um componente de campo eletromagnético em linha e, pelo menos um componente fora de linha, a seleção de componentes particulares dependendo do tipo de fonte. A invenção faz uso do conhecimento de que determinadas componentes de campos eletromagnéticos são sensíveis predominantemente, ou quase exclusivamente, à resistividade vertical ou à resistividade horizontal, mas não a ambas, enquanto que outras componentes de campo são sensíveis a ambas as resistividades. A invenção faz uso, igualmente, do conhecimento de que mudanças na saturação do fluido de um reservatório de hidrocarboneto mudará ambas as resistividades, vertical e horizontal, dentro do reservatório, uma vez que, reservatórios contêm predominantemente estratificações internas e outras estruturas e, por isso, exibem, geralmente, isotropia elétrica verticalmente transversal (EVTI). Uma vez que as espessuras do reservatório são geralmente pequenas comparadas à profundidade da cobertura do reservatório, entende-se, nesta invenção, que a resolução vertical da EVTI, dentro do intervalo do reservatório, será substancialmente menor do que a espessura do reservatório. Esta resolução espacial menor dentro do reservatório é uma consequência do fato de frequências de fontes eletromagnéticas baixas, tipicamente menores que 1Hz, terem que ser usadas para penetrar até a profundidade do reservatório, devido ao efeito eletromagnético de profundidade de

pele, bastante conhecido. Segue-se que as frequências necessárias para resolução espacial maior, dentro do reservatório mais fino, estão tipicamente ausentes nos dados de resposta do reservatório medidos remotamente, uma vez que estas frequências mais altas penetram apenas bem menos do que a profundidade do reservatório.

[0027] Desenvolvimentos recentes no levantamento eletromagnético de fonte controlada (CSEM) marinho provêem, agora, meios para determinar remotamente a resistividade de um reservatório subterrâneo usando modelagem frontal iterativa ou inversão matemática (Srnlka, "Remote Reservoir Resistivity Mapping", Society of Exploration Geophysicists 75th Annual Meeting Extended Abstracts, Houston, novembro 2005, trabalho apresentado SS 3.3). Srnlka, et al. ("Remote Reservoir Resistivity Mapping – Breakthrough Geophysics for the Upstream" Abstract 17284, Offshore Technology Conference, Houston, Texas, maio 2005) mostraram, adicionalmente, que a magnitude da resposta esperada de CSEM de um reservatório de hidrocarboneto diferente, fora da costa, da África Ocidental, combinou, muito de perto, com a resposta prognosticada de um modelo de computador tri-dimensional realístico da estrutura elétrica da terra, quando a presença de hidrocarbonetos eletricamente resistivos no reservatório foi considerada.

[0028] Levantamentos eletromagnéticos de fonte controlada fora da costa, como aqueles coletados usando os métodos apresentados na patente U. S. 6.603.313, para Srnlka e, publicação de patente U. S. 2003/0050759, publicada aos 13 de março, 2003, (Srnlka, et al.), mostraram que a resistividade na terra pode ser fortemente dependente da direção do fluxo da corrente elétrica usado para fazer estas medições. Em particular, a resistividade elétrica vertical ρ_v pode ser muito maior (duas ou mais vezes) do que a resistividade elétrica horizontal ρ_h , especialmente em rochas finamente estratificadas como, folhelhos, e pode variar, na magnitude, de posição a posição. Este fenômeno é chamado anisotropia elétrica ou, especificamente, isotropia elétrica vertical transversal ("EVTI") por praticantes da técnica. A resistividade elétrica da terra também pode variar azimutalmente (isto é,

em direções da bússola), mas este efeito anisotrópico parece ser geralmente muito menos importante (isto é, de magnitude muito menor) do que a EVTI em bacias sedimentares de interesse para a pesquisa de hidrocarboneto.

[0029] A presença da EVTI distorce os sinais recebidos nos receptores eletromagnéticos do leito do mar usados nos levantamentos de CSEM marinhos, adquiridos com uma fonte controlada de dipolo elétrico horizontal ("HED"), ou de dipolo magnético horizontal ("HMD"), em relação àqueles que seriam recebidos na ausência da EVTI. Ver Fig. 1 para uma ilustração da geometria de levantamento apropriada para a presente invenção. O desenho mostra um vaso de levantamento 1 rebocando um HED 2 e um HMD 3 sobre o leito do mar 4, em que receptores em linha 6 e receptores fora de linha 7 estão arranjados em uma disposição estacionária sobre o cabo de reboque da fonte 5. Esta distorção afeta a interpretação das anomalias de resistividade de CSEM marinho associadas com a presença de hidrocarbonetos contidos em reservatório, como em 8. Estes efeitos de distorção aparecem em ambas, amplitude e fases de campos medidos do leito do mar, e mudam com a frequência. Estas distorções podem mascarar a presença de hidrocarbonetos (falsas negativas.) ou sugerir incorretamente sua presença (falsos positivos). Distorções deste tipo foram observadas em numerosos levantamentos de CSEM. Por exemplo, Tompkins e al., ("Effects of Vertical Anisotropy on Marine Active Source Electromagnetic Data and Inversions "EAGE 65th Annual Convention, Paris, France, abstract. E025 (2004)) descrevem diversos efeitos da EVTI em dados de CSEM marinho coletados para aplicações de hidrocarboneto, usando, apenas, medições de campo elétrico (leito do mar). Estes efeitos incluem subestimação da profundidade verdadeira para formações subterrâneas como reservatórios de hidrocarboneto e, subestimação de sua resistividade bruta, se a EVTI for negligenciada.

[0030] Srnka (publicação de patente PCT W02006/13550) ensina como medir e analisar a EVTI em levantamentos de CSEM marinho. As etapas de análise aqui apresentadas incluem: (1) medições de dados de campos elétrico e magnético apropriados no leito do mar. em linha e fora de linha, cuja combinação exata

depende do tipo de fonte eletromagnética controlada (HED ou HMD) que está sendo usada; e (2) inversão matemática de dados do leito do mar para a estrutura de resistividade elétrica de subsuperfície, incluindo o efeito da EVTI, usando um algoritmo numérico em um computador.

[0031] Para utilizar estes princípios, a fonte de CSEM precisa produzir ambas, correntes verticais e horizontais. Dois tipos de fontes de CSEM marinho fazem isto, o dipolo elétrico horizontal (HED) e o dipolo magnético horizontal (HMD). Modos de realização preferidos da invenção empregam dados de medições de campo eletromagnético particulares exigidas para cada um dos dois tipos de fonte, como ensinado pela publicação de patente PCT W02006/135510 As Figs. 1, 2 e 3A-B. do presente pedido são, todas, reproduzidas deste pedido anterior.

[0032] Em certos casos, a anisotropia da resistividade na região subsuperficial coberta pelo levantamento, incluindo o reservatório subterrâneo, pode ser muito pequena (isto é, EVTI quase igual à unidade). Isto pode ocorrer se o reservatório for um depósito de arenito muito uniforme e a região subsuperficial, fora do reservatório, não contiver um volume significativo de depósitos de folhelho isotrópico. Nestes poucos casos, as respostas de CSEM serão aproximadamente isotrópicas, o que pode ser prontamente determinado pela análise dos dados do levantamento, como ensinado na técnica anterior. Nestes casos, a inversão matemática dos dados pode ser executada usando poucos componentes de dados medidos que sejam sensíveis à resistividade do reservatório (por exemplo, somente EX. em linha) e usando um algoritmo de inversão isotrópica para uma formação de imagem mais eficiente e econômico da região subsuperficial.

[0033] A Fig. 1 ilustra uma geometria de aquisição de dados possível (levantamento) para o caso da resistividade terrestre, geralmente anisotrópica (isto é, $EVTI > 1$). Um vaso 1, na, ou abaixo da superfície do mar, reboca uma fonte de HED 2 e/ou uma fonte de HMD 3, perto do leito do mar 4, ao longo da linha de fonte 5, e transmite uma forma de onda especificada de corrente elétrica como é feito habitualmente (geralmente com fonte de HED) no levantamento de CSEM. Alternativamente, a fonte de HED e/ou de HMD pode ser posicionada em uma

maneira estacionária perto, ou em contacto com o leito do mar, entre cada par de receptores eletromagnéticos individuais em linha 6, do leito do mar, ao longo da linha 5, quando a transmissão da forma de onda da fonte ocorre. A escolha de usar uma fonte rebocada continuamente, e/ou estacionária, depende de uma variedade de condições operacionais do levantamento, mas, primariamente, do ambiente de ruído eletromagnético. Ambos, os ruídos gerados pela fonte e naturais, aumentam quando a profundidade da água diminui, favorecendo o uso de fontes estacionárias em água pouco profunda (tipicamente 150 m ou menos) de modo que tempos muito longos de soma de dados (empilhamento) podem ser usados, sem desalinhamento lateral de dados, para suprimir ruídos aleatórios. A transmissão da forma de onda da fonte pode consistir em uma variedade de formas de onda de durações apropriadas, como aquelas descritas na publicação de patente PCT W02005/117326, ou, mais geralmente, nas publicações previamente referidas. Os receptores fora de linha 7 registram a resposta eletromagnética da terra devido à excitação da fonte, simultaneamente com a resposta que está sendo medida pelos receptores em linha 6. A linha de fonte, receptores em linha e, receptores fora de linha são colocados sobre o leito do mar acima, e na vizinhança de formações geológicas subterrâneas 8, dentro do solo que foi identificado como reservatórios potenciais para hidrocarbonetos ou outros recursos. Os receptores do leito do mar são posicionados a várias distâncias da fonte de HED ou de HDM, usando afastamento inter-receptores uniforme ou não uniforme (ou, ambos), como determinado de modelagem pré-levantamento de respostas antecipadas do leito do mar, ou por limitações operacionais, como será bem compreendido por praticantes da técnica. Tipicamente, os afastamentos em linha e transversais dos receptores são 500 a 5000 m.

[0034] Com dados eletromagnéticos adquiridos como descritos acima em um primeiro momento do levantamento, a publicação de patente PCT previamente referida W02006/135510, permite que os valores de resistividade terrestres, incluindo EVTI, sejam determinados na região abrangida por cada combinação de receptor em linha e fora de linha do levantamento, usando um ou mais métodos de análise e interpretação de dados. A quantidade, profundidade, e distribuições

laterais de qualquer EVTI presente são determinadas de análises de respostas de campo, em linha e fora de linha, nas frequências de levantamento disponíveis, a frequência mais elevada determinando a EVTI na profundidade mais rasa (começando no leito do mar e se estendendo para baixo por aproximadamente uma profundidade de pele EM), e a frequência mais baixa provendo os efeitos integrados da EVTI, a partir das profundidades mais rasas, até profundidades maiores de penetração efetiva (aproximadamente metade do comprimento de onda EM difuso, ou vezes a profundidade de pele eletromagnética). Esta determinação permite que os efeitos da EVTI sejam removidos de, ou considerados nos, dados CSEM do leito do mar, de modo que, prognóstico preciso da resistividade do reservatório (isto é resistividade de uma formação reservatório alvo soterrada) possa ser executado.

[0035] Quando o levantamento descrito na Fig. 1 é adquirido em um ou mais momentos mais tarde, com a finalidade de determinar mudanças dependentes de tempo na resistividade subsuperficial, a geometria do levantamento sendo, de preferência, substancialmente similar àquela usada para o levantamento no primeiro momento de levantamento, de modo que, os dados medidos representem as respostas eletromagnéticas terrestres para as mesmas regiões subsuperficiais. Na prática, experiências com levantamentos de CSEM marinho mostram que as posições dos receptores, para levantamentos em um tempo mais tarde, devem estar dentro de algumas poucas dezenas de metros das posições usadas para o primeiro momento de levantamento, para que os dados medidos sejam altamente reproduzíveis. A distância exata permissível entre a primeira e as subsequentemente repetidas posições do receptor depende de parâmetros elétricos subsuperficiais e das frequências de fonte usadas para sondar a estrutura da terra. Tipicamente, a distância permissível é menor do que 100 m para frequências de sonda de 0.25Hz, para um reservatório a 1500 m abaixo do leito do mar, com uma resistividade horizontal de plano de fundo da terra de 1,0 Ohm-m, e uma EVTI = 2.0.

[0036] As etapas de processamento de dados individuais aplicadas no presente método, para dados de campo elétrico e magnético em linha e fora de linha, ambos no primeiro momento de levantamento e em momento mais de levantamentos, são

procedimentos padrão usados por praticantes de levantamentos de CSEM fora da costa e descritos na técnica anterior, incluindo as publicações aqui referidas. Diversas etapas adicionais podem ser aconselháveis para preparar os dados medidos adquiridos no momento inicial e em momentos mais tarde do levantamento, para inversão matemática, dependendo da qualidade, cobertura espacial, e outros aspectos dos dados (etapa 62 no fluxograma da Fig. 6). Estas etapas adicionais podem incluir: supressão de ruído usando silenciamento ou filtragem no domínio de compensação de fonte-receptor, ajustes de fase para considerar mudanças volumosas devido aos erros de sincronismo, ajustes de amplitude para considerar inconsistências entre componentes e somas de dados para produzir aberturas efetivas maiores (ver, por exemplo, a publicação de patente U. S. 2003/0050759A1).

[0037] No trabalho apresentado 2005 SEG referido previamente, Srnka revela que a resistividade de um reservatório submarino pode ser convertida em imagem usando-se entrada de dados de CSEM para um algoritmo de inversão tridimensional (3D) operando em um computador, em que, a priori, restrições podem ser aplicadas e os valores absolutos da resistividade subsuperficial são determinados. Thompson, et al. ("Sensitivity to hydrocarbon targets using marine active source EM sounding: Diffusive EM imaging methods", EAGE Annual Meeting, Paris, junho 2004) mostram um exemplo de formação de imagem aproximada de dados de CSEM marinho usando um algoritmo bidimensional (2D), de computador, que estima apenas os contrastes de resistividade relativa entre estruturas elétricas terrestres, em vez de determinar valores de resistividade absoluta como é feito, usando-se inversão não-linear. Carazzone, et al. ("Three dimensional imaging of marine CSEM data", Extended Abstract, EM 3.3, SEG Annual Meeting, Houston, Texas, novembro 2005) mostram diversos exemplos de inversão 3D de dados de CSEM marinho não-lineares, que combinaram, aproximadamente, com os valores de resistividade do reservatório, medidos por perfis de indução de poço, nos reservatórios: Entretanto, nenhum destes exemplos de inversão explica a incorporação da EVTI nos resultados, nem explica as mudanças de formação de imagem, dependentes de tempo, na resistividade do reservatório.

[0038] Os métodos de inversão desta invenção para dados adquiridos a cada momento de levantamento incluem, mas não estão limitados a, quatro abordagens complementares apresentadas na publicação de patente PCT W02006/135510, que estão resumidas nos parágrafos seguintes. Na etapa 63 do fluxograma da Fig. 6, é selecionado um método de inversão.

(1) (Etapa 64) Modelagens frontais iterativas 1D, 2D, e/ou 3D em um computador digital, usando algoritmos para cálculos terrestres isotrópicos bem conhecidos dos praticantes da técnica, incluindo aqueles aqui referidos, são comparados com as respostas de modelagem (amplitudes e/ou fases), e o modelo é ajustado subsequente de modo a combinar os dados de campo reais com as respostas modeladas. Neste método de interpretação isotrópica, se os dados de HED tiverem que ser usados, as respostas em linha são modeladas usando-se a resistividade elétrica vertical, e as respostas fora de linha são modeladas usando-se a resistividade horizontal, e o inverso, se dados de HMD tiverem que ser usados. (Ver a tabela 1 abaixo.) Ajustes iterativos para o modelo de resistividade vertical são feitos comparando-os aos dados medidos para um componente de campo EM que seja sensível apenas preferivelmente, mas, pelo menos predominantemente, à resistividade vertical, e de modo correspondente, para o modelo de resistividade horizontal. Onde dados fora de linha são usados, os dados são, preferivelmente, de receptores exatamente no casco da fonte (isto é, em $x = 0$ na Fig. 1), A relação de resultados de modelo em linha para os fora de linha (resistividade versus profundidade z e localização x, y) provê, então, um do valor aproximado da resistividade terrestre incluindo EVTI em função da profundidade e posição.

(2) (Etapa 65) Modelagens frontais iterativas 1D, 2D, e/ou 3D, em um computador digital, usando algoritmos para cálculos terrestres anisotrópicos que incluem EVTI, bem conhecidos dos praticantes da técnica, incluindo o trabalho previamente referido por Yin e Maurer, em que dados reais (amplitudes e/ou fases) são comparados com respostas de modelo (amplitudes e/ou fases), sendo o modelo subsequente ajustado para combinar os dados de campo reais com as respostas modeladas. Neste método de interpretação anisotrópico, as respostas em

linha e fora de linha são modeladas simultaneamente usando estimativas de ambas, resistividade vertical e horizontal. A solução de modelo final contém, então, as resistividades terrestres e o valor (quantidade) de EVTI em função da profundidade e posição lateral.

(3) (Etapa 66) Inversão matemática (formação de imagem) identificação automatizada 1D, 2D, e/ou 3D, em um computador digital, usando algoritmos isotrópicos de resistividade bem conhecidos dos praticantes da técnica (ver, por exemplo, Newman et al., *Three Dimensional Electromagnetics* (Oristaglio e Spies, eds.) Soc. Expl. Geophysicists, Tulsa, 299-321 (1999)). Em um modo de realização deste método de inversão isotrópico, E_x em linha e E_z em linha, para uma fonte de HED (ou, H_x em linha e H_y fora de linha para uma fonte de HMD), e H_z fora de linha para uma fonte HED (ou, H_z em linha para uma fonte de HMD), são inseridos separadamente no programa de inversão que, então, usa algoritmos numéricos de otimização para resolver, separadamente, para a quantidade, profundidade, e distribuição lateral das resistividades horizontais e verticais cujas respostas eletromagnéticas melhor se ajustem aos dados observados do leito do mar. A EVTI é, então, encontrada formando subsequente a relação de resistividade vertical invertida para horizontal em cada profundidade e localização. Assim, como com a modelagem frontal isotrópica, uma explicação é que uma solução de inversão usa dados de campo eletromagnético que são mais sensíveis à resistividade vertical, enquanto a outra solução de inversão usa dados que são mais sensíveis à resistividade horizontal.

(4) (Etapa 67) Programas matemáticos de inversão automatizados (formação de imagem), em um computador digital, usando algoritmos da resistividade 1D anisotrópicos (ver, por exemplo, o trabalho previamente referido por Tompkins, et al.), e extensões anisotrópicas de algoritmos de diferença finita do domínio de frequência e domínio de tempo 2D e 3D, desenvolvidos previamente por praticantes da técnica (ver, por exemplo, Weiss, et al., *Geophysics* 67, 1104-1114 (2002); e Weiss, et al., *Geophysics* 68, 922-930 (2003)). Neste método de inversão anisotrópica, as respostas em linha e fora de linha são alimentadas em conjunto no

programa de inversão que, então, usa algoritmos numéricos de otimização para resolver para a quantidade, profundidade, e distribuição lateral das resistividades horizontais e verticais cujas respostas eletromagnéticas melhor se ajustem aos dados observados do leito do mar.

[0039] Abordagens isotrópicas exigem duas operações separadas do computador para programa de modelagem frontal iterativa ou programa de inversão. Uma operação envolve dados para pelo menos um componente de campo eletromagnético sensível apenas, de preferência a, mas pelo menos predominantemente à resistividade horizontal e a saída é um volume de dados de resistividade horizontal. A outra operação envolve dados para pelo menos um componente de campo EM sensível apenas preferivelmente à, mas pelo menos predominantemente à resistividade vertical, e a saída é um volume de dados de resistividade vertical. As abordagens anisotrópicas alimentam todos os dados em uma única operação. Os dados podem ser para componentes de campo que sejam sensíveis a ambas, resistividade vertical e horizontal; entretanto, o método produz resultados matematicamente mais robustos se os dados incluírem um componente sensível apenas à resistividade vertical. e outra sensível apenas à resistividade horizontal. Assim, um conjunto preferido de dados eletromagnéticos, para uma abordagem, será um conjunto preferido para todas as abordagens (para um dado tipo de fonte). A Tabela 1 lista sensibilidades para resistividade vertical ρ_v e para resistividade horizontal ρ_H , ou ambas, para ambos os tipos de fonte de HED e de HMD, e para localizações de receptores em linha e fora de linha. (Dados fora de linha preferidos são de localizações no caco da fonte.). As entradas na tabela 1, de maior interesse para a presente invenção, são aquelas para as quais os dados dependem, pelo menos predominantemente, de ρ_v ou ρ_H . Pode-se ver da tabela 1 e, da descrição precedente do método, que todos os modos de realização preferidos da invenção exigem medição em linha de pelo menos um componente de campo EM e medição fora de linha de pelo menos um componente de campo EM. Dados adicionais provêm os benefícios da redundância de dados esperados Na Tabela 1, a sensibilidade rotulada "apenas" para ρ_v ou ρ_H , assume um modelo terrestre de

estratificação plana, e tem que ser reconhecido que em situações reais esta sensibilidade não será tão pura. Tem que ser reconhecido que a tabela 1 se aplica a ambientes fora da costa. A tabela 1 teria que ser mudada consideravelmente para aplicações terrestres.

[0040] Tabela 1

Dados de CSEM marinho - Respostas da EVTI			
Fonte	Localização do Receptor	Dados	ρ_v/ρ_h Sensibilidade da resistividade
HED	Em linha	E_x	Ambas (predominantemente ρ_v)
"	"	H_y	Ambas (predominantemente ρ_v)
"	"	E_z ,	Apenas ρ_v
"	"	E_y, H_x, H_z	São teoricamente = 0
HED	Fora de linha	E_x	Ambas (predominantemente ρ_h)
"	"	H_y	Ambas (predominantemente ρ_h)
"	"	H_z	Apenas ρ_h
"	"	E_y, E_z, H_x	Ambas (ρ_v e ρ_h misturadas)
HMD	Em linha	E_y	Ambas (predominantemente ρ_h)
"	"	H_x	Ambas (predominantemente ρ_h)
"	"	H_z	Apenas ρ_h
"	"	E_x, E_z, H_y	São teoricamente = 0
HMD	Fora de linha	E_y	Ambas (predominantemente ρ_v)
"	"	H_x	Ambas (predominantemente ρ_v)
"	"	E_z	Apenas ρ_v
"	"	E_x, H_y, H_z	Ambas (ρ_v e ρ_h misturadas)

[0041] O praticante experimentado reconhecerá prontamente que todas as abordagens acima, se isotrópica ou anisotrópica, modelagem frontal ou inversão, envolvem resolver as equações de campo eletromagnético de Maxwell por métodos numéricos com ajuda de computador. Com todos os parâmetros de aquisição de fonte conhecidos, junto com as resistividades do plano de fundo (água salgada, etc.), e dados medidos para pelo menos duas componentes de campo EM, o único

desconhecido é a resistividade e ela pode ser resolvida.

[0042] As abordagens de modelagem frontal iterativas serão implementadas tipicamente no computador, mas exigem, tipicamente, orientação manual. O intérprete dos dados insere, tipicamente, parâmetros de resistividade conhecidos ou estimados em um modelo de profundidade inicial. Este modelo pode incluir, entre outros parâmetros, a profundidade da água do mar, a resistividade da água e seu gradiente vertical, a resistividade do ar, e uma primeira suposição da resistividade terrestre baseada em conhecimento prévio (por exemplo, perfilações de poços de uma área similar), dados associados (por exemplo, velocidades sísmicas convertidas em resistividade através de relação estatística), e experiência geral da tecnologia. Frequentemente, é escolhido um valor de resistividade de plano de fundo uniforme. O efeito preliminar do modelo de resistividade inicial é acelerar ou retardar a convergência. O modelo é, então, rodado em um computador usando um algoritmo que resolva as equações de Maxwell para os valores de entrada escolhidos e, como resultado, são obtidos dados sintéticos para a configuração de levantamento correspondendo aos dados reais. O intérprete compara, então, os dados sintéticos e reais em diversas localizações e, baseado no conhecimento disponível de respostas esperadas, modifica a resistividade no modelo de modo a trazer os dados sintéticos mais para perto dos dados reais. O processo é tipicamente repetido diversas vezes, até que os critérios ajustados pelo intérprete sejam encontrados, isto é, os dados sintéticos de resistividade-profundidade finais do modelo combinem com os dados reais, dentro de um limite aceitado. Se o processo não for convergente, isto significa tipicamente que a geologia é complexa, exigindo que mais frequência, distâncias fonte-receptor, e componentes E ou H precisam ser examinados ou, que os dados medidos estão, de algum modo, corrompidos.

[0043] Em abordagens de inversão o intérprete dos dados constrói um modelo de profundidade de resistividade inicial usando valores conhecidos (água do mar, ar, etc.) e uma suposição inicial para a resistividade terrestre, frequentemente considerada como uniforme e representativa da área, como determinado pela experiência, valores aproximados, como descritos acima para as abordagens de

modelagem frontal. Os dados reais são, então, inseridos em um algoritmo de computador junto com o modelo inicial de resistividade, e o algoritmo gera dados sintéticos resolvendo equações de Maxwell, o que é feito tipicamente por esquemas numéricos, iterativos, bastante conhecidos na técnica. Nos modos de realização preferidos da invenção, o algoritmo usa técnicas matemáticas, como gradientes derivados nas diferenças entre dados reais e sintéticos, para encontrar mudanças no modelo, que resultarão em minimizar o desajuste entre os dados reais e sintéticos, na iteração seguinte do processo. O algoritmo do computador é capaz de manipular muito mais complexidade nos dados e modelo do que um intérprete humano, e é permitido continuar a operar seus processamentos iterativos internos até que o desajuste entre os dados reais e sintéticos atinjam um valor pré-determinado, pequeno. Neste momento, diz-se que a resposta matemática convergiu para uma solução ótima, que corresponde a um modelo de resistividade-profundidade final que representa melhor a estrutura verdadeira da resistividade terrestre incluindo todos os hidrocarbonetos que estiverem presentes.

[0044] Um usuário da presente invenção poderia, por exemplo, selecionar (etapa 63 da Fig. 6) um modo de realização em que ambas, a modelagem iterativa e a inversão no domínio de frequência, como aqui descritas, são usadas, mas limitadas a programas de computador e algoritmos isotrópicos, para prover verificações cruzadas de resultados da EVTI (etapa 68) e para igualmente incorporar melhor o conhecimento geológico do intérprete. Os dados selecionados poderiam, por exemplo, ter sido adquiridos usando uma fonte controlada de HED que estivesse rebocada perto do leito do mar (preferivelmente entre 25 e 50 m) ou colocada em posições estacionárias sobre o leito do mar, entre pares consecutivos de receptores no leito do mar, ao longo da linha de fonte. Neste caso, apenas respostas de campo elétrico E_x e E_z em linha são necessárias, medidas simultaneamente apenas com as respostas fora de linha, em uma variedade de faixas em linha: e fora de linha, tipicamente zero (0) a 12000 m em linha, e um (1) a 8000 m fora de linha, para uma potência de HED (momento de dipolo) de 300000 A/m. Os praticantes da técnica compreenderão que a escolha de faixas em linha e de linhas cruzadas (fora de

linha), isto é, distâncias fonte-receptor, para estas medições de respostas dependem da potência da fonte: e das frequências usadas no levantamento, que, por sua vez, depende das resistividades horizontais e verticais terrestres esperadas e da profundidade do alvo(s) de interesse.

[0045] Opções alternativas à tabela, 1 para uma medição de componente de campo sensível apenas à resistividade horizontal existem sob a forma de medidas eletromagnéticas de fonte passiva: Medição de resposta eletromagnética na ausência de uma fonte operada pelo homem é uma técnica conhecida chamada levantamento magnetotelúrico ("MT"). A literatura publicada mostra como medir a resistividade da terra, abaixo do leito do mar, usando o método magnetotelúrico marinho de fonte passiva ("MMT") (Constable et al., *Geophysics* 63, 816425 (1998); Hoversten et al., *Geophysics* 65, 1476-1488 (2000)). A fonte de energia para o magnetotelúrico são as flutuações naturais no campo magnético do ambiente da Terra, devido primariamente às flutuações ionosféricas e relâmpagos. As medidas de MMT são confinadas tipicamente a campos magnéticos e elétricos horizontais (E_x , E_y , H_x , H_y), embora dados de campo elétrico vertical (E_z) sejam, algumas vezes, úteis para estimar variações laterais em estruturas geológicas (Zhdanov and Wan, "Three-dimensional marine magnetotellurics for petroleum exploration", SEG 2003, Annual Meeting Expanded, 537-540 (2003)). As análises destes dados produzem informação limitada quase inteiramente à resistividade horizontal,

[0046] O cálculo de inversão é executado para um levantamento inicial e (etapa 61 da Fig. 6), para pelo menos um levantamento executado em um momento mais tarde (etapa 72).

[0047] A inversão matemática de dados de CSEM marinho provê um meio para mapear a resistividade em profundidade a partir de medições relativamente baratas obtidas remotamente no, ou perto do leito do mar. Este mapa de resistividade pode, então, ser usado para estimar a saturação de hidrocarboneto por toda a rocha do reservatório, usando relações empíricas que conectam a resistividade à saturação, como a lei de Archie (Archie, *Trans. American Inst. Mech. Eng.* 146, 54-62 (1942)). Estimativas de propriedades da rocha e da salmoura a partir de dados sísmicos e de

poço e, de outros meios como modelos físicos de rocha, podem ser usadas para calibrar ou melhorar as inversões.

[0048] É bem conhecido por praticantes da técnica que a resistividade elétrica é uma medida sensível ao teor de fluido em rochas porosas como reservatórios subterrâneos de hidrocarboneto (Keller and Frischnecht, *Electrical Methods in Geophysical Prospecting*, 20-33, Pergamon (1966): A resistividade elétrica isotrópica bruta de uma rocha molhada é descrita geralmente pela relação matemática empírica conhecida como lei de Archie:

$$\rho_r = \rho_w(1-S_{hc})^{-m} \cdot \Phi^{-m} \quad (1)$$

onde ρ_r é a resistividade bruta da rocha, ρ_w é a resistividade da salmoura na rocha, S_{hc} é a saturação de hidrocarboneto, Φ é a porosidade, e m é um expoente empírico que tem geralmente um valor aproximado $m = 2$ e representa a matriz da rocha. A equação (1) modela a diminuição rápida na resistividade bruta do reservatório quando a saturação de hidrocarboneto diminui, para uma dada porosidade de rocha e resistividade de salmoura. Quando um reservatório de hidrocarboneto está produzindo, a porosidade do reservatório é essencialmente constante, a menos que a rocha do reservatório seja alterada inadvertidamente durante a produção, por exemplo, por processos diagenéticos, como crescimento de argilas. O reservatório também poderia ser alterado intencionalmente por produto químico, ou processos de pressão-fraturamento, usados para estimular a produção. Informação sobre a densidade de massa da rocha pode ser obtida de dados de reflexão sísmica para estimar subsequente estas mudanças na porosidade. A resistividade da salmoura do reservatório, que umedece as superfícies do poro, também é aproximadamente constante durante a produção de hidrocarboneto, para a maior parte dos reservatórios, a menos que água ou algum fluido solúvel em água sejam injetados artificialmente no reservatório para estimular a produção. Conseqüentemente se os espaços dos poros contêm primariamente fluidos de hidrocarboneto e salmoura, mudanças locais na resistividade bruta podem ser uma medida direta de mudanças locais na saturação de hidrocarboneto S_{hc} . Se ρ_{r0} é a resistividade bruta local e S_{hc0} é a saturação local de hidrocarboneto em uma tempo

inicial t_0 , e ρ_{r1} é a resistividade bruta local e S_{h1} , é a saturação de hidrocarboneto local em um momento mais tarde t_1 , então, substituindo estes valores na equação (1) dá:

$$S_{hc1} = 1 - (1 - S_{hc0}) \cdot (\rho_{r1} / \rho_{r0})^{-m}$$

[0049] A equação (2) provê um meio simples para estimar a mudança em S_{hc} uma vez as propriedades iniciais do reservatório determinadas. Se outro fluido eletricamente resistivo for introduzido no reservatório, como dióxido de carbono (CO_2) para estimulação da produção ou para seqüestro de carbono, a relação direta entre S_{hc} e ρ_r colapsa. e um método mais complicado deve ser usado para estimar S_{hc} (Hoversten et al., "Pressure and fluid saturation prediction in a multi-component reservoir using combined seismic and electromagnetic imaging", Geophysics 68, 1580.1591, (2003)).

Exemplos

[0050] Em lugar de dados de CSEM reais do tipo e combinação exigidos nesta invenção, cálculos numéricos que empregam métodos 1D bem conhecidos dos praticantes da técnica são aqui usados para demonstrar as respostas eletromagnéticas do leito do mar utilizadas pela invenção. A figura 2 mostra a geometria de levantamento e modelo de resistividade 1D usado para cálculo de modelo de dados de resposta de CSEM. A disposição do equipamento é a mesma da fig. 1 (e os mesmos números de referência são aplicados), exceto que apenas uma fonte de HED é usada. O modelo para este exemplo usa uma profundidade de água do mar de 3000 m e um reservatório de hidrocarboneto simulado com 50 m de espessura 8, cujo topo está enterrado 1000 m abaixo do leito do mar. As figuras 3A e 3B mostram as mudanças calculadas nas amplitudes de campo do leito do mar em linha E_x de fonte normalizada de HED (isto é, respostas para uma unidade de dipolo com 1 m de comprimento e corrente de 1A) em volts/metro (fig. 3A) e as fases absolutas (fig. 3B) provocadas por EVTI de magnitudes variáveis (relação $EVTI/\rho_v:\rho_h$ de 1: 1 a 5:1, onde ρ_v é a resistividade vertical e ρ_h é a resistividade horizontal), correspondendo à geometria de levantamento e aos parâmetros terrestres da Fig. 2, para uma frequência de fonte senoidal de 0,25Hz. A anisotropia é encontrada

tipicamente no terreno acima e abaixo da camada de hidrocarboneto, e pode estar presente dentro da camada de hidrocarboneto se, por exemplo, o reservatório for estratificado. Mas, a menos que a camada de hidrocarboneto seja espessa o bastante para ser resolvida pelos dados eletromagnéticos, seu efeito de EVTI não é grande o suficiente para ser visível nestes dados de modelo, e, assim, o reservatório é assumido como tendo resistividade isotrópica para o propósito destas simulações. O HED está alinhado na direção x (referido às vezes como uma fonte de XED). (É típico na prática de CSEM marinho alinhar uma fonte de HED, que seja basicamente um cabo longo, com a direção em que está sendo rebocado, esta sendo a orientação que ele tende naturalmente a assumir quando rebocado por um cabo conectado a uma extremidade). Para este cálculo a resistividade horizontal ρ_h é ajustada em 1,0 Ohm-m. O eixo horizontal é a distância x , ao longo da linha de fonte, medida em termos da distância da fonte se movendo a partir de um receptor em linha, particular, isto é, um dos receptores 6, localizado ao longo do cabo de reboque da fonte 5 (ver Fig. 1). Os praticantes da técnica compreenderão que outros valores de parâmetros de entrada poderiam ser igualmente usados, bem, nesta ilustração. A camada do reservatório 8 é assumida como tendo uma resistividade de 100 Ohm-m (eletricamente isotrópica, EVTI = 1). Seis curvas mostram respostas de receptores do leito do mar para vários casos com o reservatório 8 presente ou não, e para valores variáveis da EVTI da cobertura e camadas subjacentes. Nas figs. 3 A-B, o segundo dígito no número de referência denota o valor da EVTI e, caso a camada do reservatório esteja presente ("WR") no modelo, ou não está presente ("NR") de acordo com a seguinte explicação: 1 denota EVTI = $\rho_v/\rho_h = 1$, WR; 2 denota EVTI = 2, WR; 3 denota EVTI = 5, WR; 4 denota EVTI = 1, NR; 5 denota EVTI = 2, NR; e 6 denota EVTI = 5, NR. Pode ser visto que quando o efeito da EVTI aumenta a presença ou ausência da camada alvo faz, progressivamente, menos diferença, o que ilustra a necessidade da presente invenção quando se determina mudanças nas propriedades do reservatório.

[0051] As figuras 4 e 5 são fatias horizontais de um mapa de profundidade 3D como pode ser preparado (invertendo dados associados com frequências diferentes)

como indicado na etapa 69 da fig. 6. A figura 4 mostra uma inversão anisotrópica simulada 3D de dados em linha e fora de linha coletados no momento inicial usando a geometria de levantamento da Fig. 2, sobre um reservatório subterrâneo de hidrocarboneto. Nem a Fig. 4, nem a 5, foram preparadas por dados de inversão reais; elas são meramente ilustrações pretendidas para indicar os tipos de mapas de resistividade [69] e de comparações dependentes de tempo [73] que poderiam ser feitos usando-se o método da presente invenção. Ao contrário do caso de modelo de camada uniforme, simples, mostrado nas figuras 1 e 2, aqui, a saturação de hidrocarboneto e as espessuras da zona rentável variam dentro da camada do reservatório devido à sua estrutura geológica e propriedades internas, de modo que a resistividade do reservatório varia lateralmente. As localizações de poços simulados 9, para produzir hidrocarbonetos, estão mostradas. Os contornos representam os valores da resistividade vertical invertida calculada para a média dos 50 m de espessura bruta do reservatório (valores numéricos em unidades de Ohm-m estão indicados pela escala cinzenta da barra da referência) medidos independentemente de dados sísmicos e de poço. A resistividade vertical média: é tipicamente o parâmetro mais robusto nestas inversões. Para uma boa primeira abordagem os dados coletados em linha e fora de linha são, primariamente, sensíveis ao produto espessura-resistividade vertical, na profundidade do reservatório. Nesta simulação, uma zona de permeabilidade de fluido elevada é indicada pela linha tracejada 41. Outros números de referência têm os mesmos significados da Fig. 1

[0052] A Figura 5 mostra uma inversão anisotrópica simulada 3D de dados em linha e fora de linha coletados em um momento mais tarde do que aquele mostrado para os resultados na Fig. 4, outra vez, usando a geometria de levantamento da figura 2. Neste resultado simulado, a fonte e as localizações dos receptores para o levantamento no momento mais tarde estão mostradas exatamente nas mesmas posições que para o levantamento no momento inicial. Na prática, pequenos erros podem ser introduzidos na inversão de resistividade subsuperficial para o levantamento(s) no momento mais tarde, caso a fonte e as localizações dos

receptores estejam muito afastadas daquelas usadas no levantamento no momento inicial, por exemplo, maior do que 100 m.

[0053] Os contornos na Fig. 5 representam os valores de resistividade vertical invertida com média calculada para os 50 m de espessura do reservatório, correspondendo aos dados medidos de CSEM do leito do mar em um momento mais tarde. No resultado simulado, a resistividade vertical média dentro do modelo de reservatório está reduzida substancialmente perto da zona de permeabilidade elevada do fluido (isto é, as áreas mais escuras encolheram no tamanho), como seria esperado em um reservatório real, uma vez que, a resistividade local média é reduzida pelo deslocamento de hidrocarbonetos eletricamente resistivos. Dependendo dos valores reais da porosidade da rocha, permeabilidade, e saturação inicial do fluido de um reservatório real e das taxas de produção de hidrocarboneto de dois poços, o tempo entre a primeira imagem da resistividade (Fig. 4) e a segunda imagem de resistividade na Fig. 5 poderia ser, tipicamente, de 3 a 10 anos.

[0054] Ficará claro a partir da descrição desta invenção que levantamentos repetidos podem ser adquiridos em uma variedade de momentos após o levantamento do momento inicial, dependendo das taxas de produção esperadas, e a inversão de resistividade executada apropriadamente para um ou mais momentos mais tarde e, então, comparadas com inversão para o momento inicial ou com inversão de resistividade para um ou mais momentos mais tarde dos mencionados levantamentos.

[0055] Um modo de realização adicional da presente invenção usa valores de resistividade invertida no momento inicial 1, e no último dos momentos mais tarde 2, para estimar (etapa 70 da Fig. 6) as saturações médias de hidrocarboneto S_{hc1} e S_{hc2} nestes dois momentos, e então mapear (etapa 71) e analisar (etapa 73) as mudanças dependente de tempo na saturação $\Delta S_{hc} = (S_{hc1} - S_{hc2})$ dentro da área do reservatório. A conversão de resistividade em saturação de fluido é bem conhecida dos praticantes da técnica, e pode ser executada das várias maneiras descritas na técnica anterior, incluindo o uso de relações empíricas como a lei de Archie, calibrada para medições de porosidade de reservatório e de saturação de água

medida por perfilagens de poços.

[0056] As técnicas do domínio de frequência ou domínio de tempo podem ser usadas para aquisição de dados, processamento, análise, e interpretação ao praticar-se o método da presente invenção. A escolha entre técnicas de domínio de tempo e domínio de frequência são determinadas principalmente por considerações operacionais (como a profundidade da água) que são bem compreendidas pelos praticantes da técnica. As fontes, instrumentos do leito do mar, e sensores de campo elétrico e magnético exigidos para os dados medidos do leito do mar usados nesta invenção são, igualmente, bastante conhecidos dos praticantes de levantamentos de CSEM fora da costa. Os instrumentos e sensores foram desenvolvidos originalmente para levantamentos magnetotelúricos fora da costa (Chave et al., "Electrical Exploration Methods for the Seafloor", *Electromagnetic Methods in Applied Geophysics*, 2, 931-956, Society of Exploration Geophysicists, Tulsa (1991)).

[0057] A aplicação antecedente é dirigida para modos de realização particulares da presente invenção com a finalidade de ilustrá-la. Será aparente, no entanto, para alguém experiente na técnica, que muitas modificações e variações aos modos de realização aqui descritos são possíveis. Pretende-se que todas estas modificações e variações estejam dentro do escopo da presente invenção, como definido nas reivindicações anexas.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para determinar mudanças dependentes de tempo no teor de hidrocarboneto de um reservatório de sub-superfície a partir de dados de levantamento eletromagnético de fonte controlada obtidos da região de sub-superfície contendo o reservatório, caracterizado pelo fato de compreender:

(a) obter dados de campo eletromagnético gravados em uma pluralidade de localizações de receptores em linha e fora de linha (em relação a uma linha de fonte de levantamento) de um levantamento inicial da região de sub-superfície, e correspondentes resultados de levantamento de pelo menos um levantamento posterior da mesma região conduzido substancialmente sob as mesmas condições, os mencionados dados compreendendo uma combinação de componente de campo e localização de receptor sensível, pelo menos predominantemente, à resistividade vertical e uma combinação de componente de campo e localização de receptor sensível, pelo menos predominantemente, à resistividade horizontal; em que a mencionada combinação depende de um projeto de campo eletromagnético;

(b) para cada levantamento, resolver equações de campo eletromagnético de Maxwell para resistividade horizontal e resistividade vertical em uma pluralidade de posições (x, y, z) no reservatório de sub-superfície, usando parâmetros de aquisição de levantamento e os dados de campo eletromagnético medidos; e

(c) comparar resultados de resistividade calculada entre os levantamentos, em que

(d) os dados de levantamento são provenientes de levantamentos que usam uma fonte eletromagnética de dipolo elétrico horizontal ou uma fonte eletromagnética de dipolo magnético horizontal,

(i) para a fonte de dipolo elétrico horizontal, a combinação de componente de campo e localização de receptor sendo sensível pelo menos predominantemente à resistividade vertical é componente de campo elétrico vertical E_z em linha e a combinação de componente de campo e localização de receptor sensível pelo menos predominantemente à resistividade horizontal é componente de campo magnético vertical H_z fora de linha; ou

(ii) para a fonte de dipolo magnético horizontal, a combinação de componente de campo e localização de receptor sendo sensível pelo menos predominantemente à resistividade vertical é componente de campo elétrico vertical E_z fora de linha e a combinação de componente de campo e localização de receptor sensível pelo menos predominantemente à resistividade horizontal é componente de campo magnético vertical H_z em linha;

(e) as equações de campo eletromagnético são resolvidas usando os dados de campo eletromagnético medidos como quantidades conhecidas e inverter as equações de campo por um método numérico iterativo para convergir sobre um modelo de resistividade da região de sub-superfície.

2. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de adicionalmente compreender, após calcular resistividades horizontal e vertical:

calcular valores de saturação de fluido a partir das resistividades horizontal e vertical calculadas.

3. Método de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato do cálculo de saturação de fluido usar a lei de Archie.

4. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do grau de duplicação de geometria de levantamento de um levantamento para outro depender de parâmetros elétricos subsuperficiais e do espectro de frequência de fonte controlada.

5. Método de acordo com a reivindicação 4, caracterizado pelo fato das localizações de receptor de um levantamento para outro variar por não mais do que 100 metros.

6. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato dos dados de levantamento provirem de levantamentos usando uma fonte eletromagnética de dipolo elétrico horizontal.

7. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato dos dados de levantamento provirem de levantamentos usando uma fonte eletromagnética de dipolo magnético horizontal.

8. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato das

equações de campo eletromagnético serem resolvidas para valores de componente de campo eletromagnético usando um modelo de resistividade assumido da região de sub-superfície e espaço acima da mesma, comparar os valores calculados de componentes de campo com valores medidos, ajustar os valores de resistividade de modelo para compensar qualquer diferença, e repetir o processo até que concordância seja obtida dentro de um critério predeterminado.

9. Método de acordo com a reivindicação 8, caracterizado pelo fato do modelo ser isotrópico (resistividade independente de direção de fluxo de corrente), e o modelo ser rodado duas vezes a cada iteração, uma vez assumindo apenas a resistividade horizontal (resistividade vertical = 0), e uma vez assumindo apenas resistividade vertical (resistividade horizontal= 0).

10. Método de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato da fonte eletromagnética ser um dipolo elétrico horizontal, e o modelo assumindo apenas resistividade vertical ser rodado usando dados E_z em linha e o modelo assumindo apenas resistividade horizontal ser rodado usando dados H_z fora de linha

11. Método de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato da fonte eletromagnética ser um dipolo magnético horizontal, e o modelo assumindo apenas resistividade vertical ser rodado usando dados E_z fora de linha e o modelo assumindo apenas resistividade horizontal ser rodado usando dados H_z em linha.

12. Método de acordo com a reivindicação 8, caracterizado pelo fato do modelo ser anisotrópico (resistividade depender da direção de fluxo de corrente) e o modelo ser rodado uma vez a cada iteração.

13. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do modelo de resistividade ser assumido como isotrópico.

14. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do modelo de resistividade ser assumido como anisotrópico.

15. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do método ser implementado por computador e ainda compreender computar diferenças ou relações de resistividade entre os resultados de resistividade de dois levantamentos, posição-por-posição, e

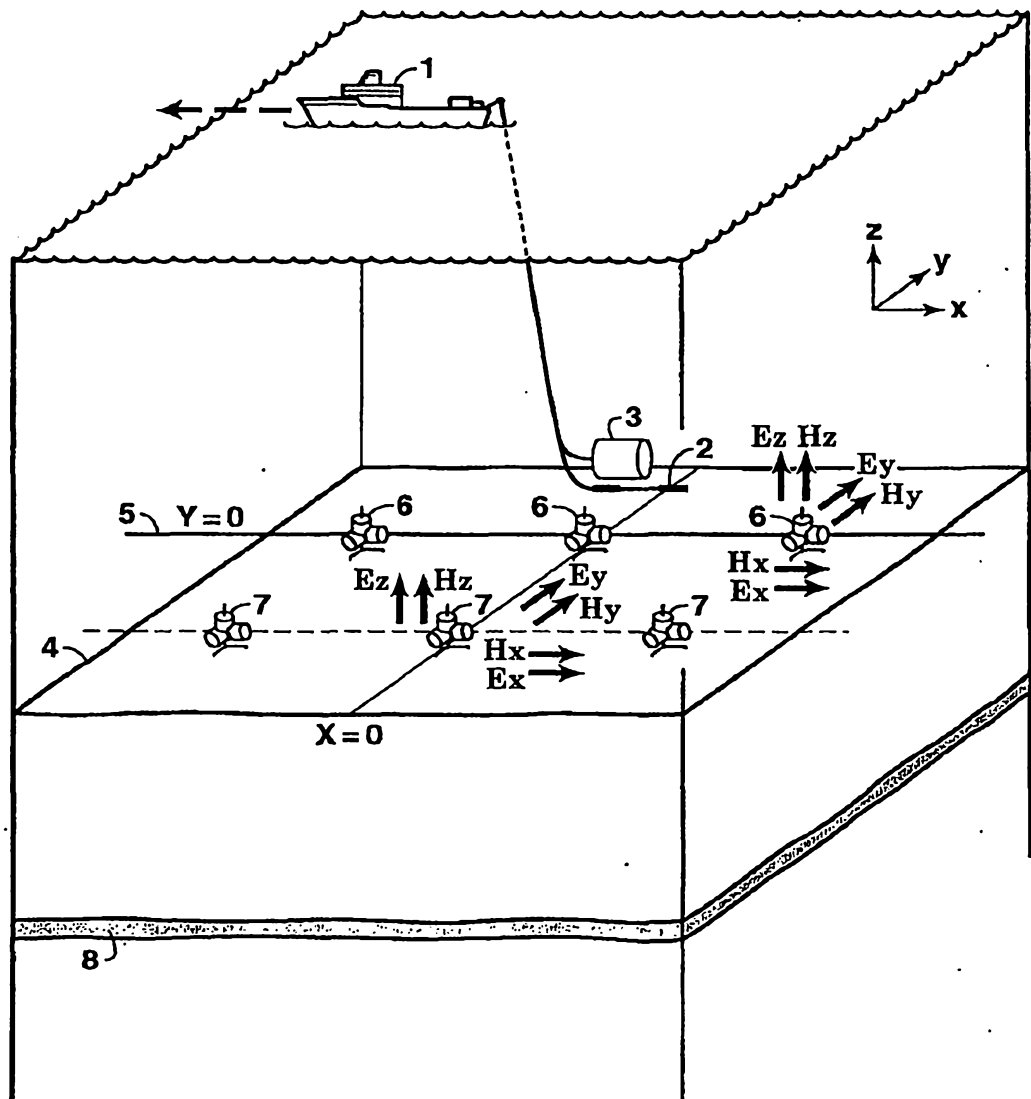
emitir as diferenças ou relações, ou armazená-las na memória do computador.

16. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do método ser implementado por computador, e a etapa de comparação compreender emitir ou exibir uma mapa bi ou tridimensional de valores de resistividade para cada levantamento e, depois, determinar algum aumento ou diminuição do levantamento inicial para um levantamento posterior em tamanho de uma porção do reservatório definida por ter um valor de resistividade maior ou menor do que um valor pré-selecionado, ou dentro de uma faixa pré-selecionada de valores de resistividade.

17. Método de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato de adicionalmente compreender determinar movimentação de fluido de hidrocarboneto ocorrendo na região de sub-superfície entre o momento do levantamento inicial e o momento de pelo menos um levantamento posterior, a mencionada determinação sendo baseada nos valores de saturação de fluido calculados a partir dos diferentes levantamentos.

18. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que todos os dados de campo eletromagnético para cada levantamento são gerados usando uma única fonte de levantamento eletromagnético que produz ambas as correntes verticais e horizontais.

19. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que os dados de levantamento eletromagnético registrados obtidos em (a) e usados em (b) consistem de um ou mais componentes de campo eletromagnético sensíveis pelo menos predominantemente à resistividade vertical e um ou mais componentes de campo eletromagnético sensíveis pelo menos predominantemente à resistividade horizontal.

**FIG. 1**

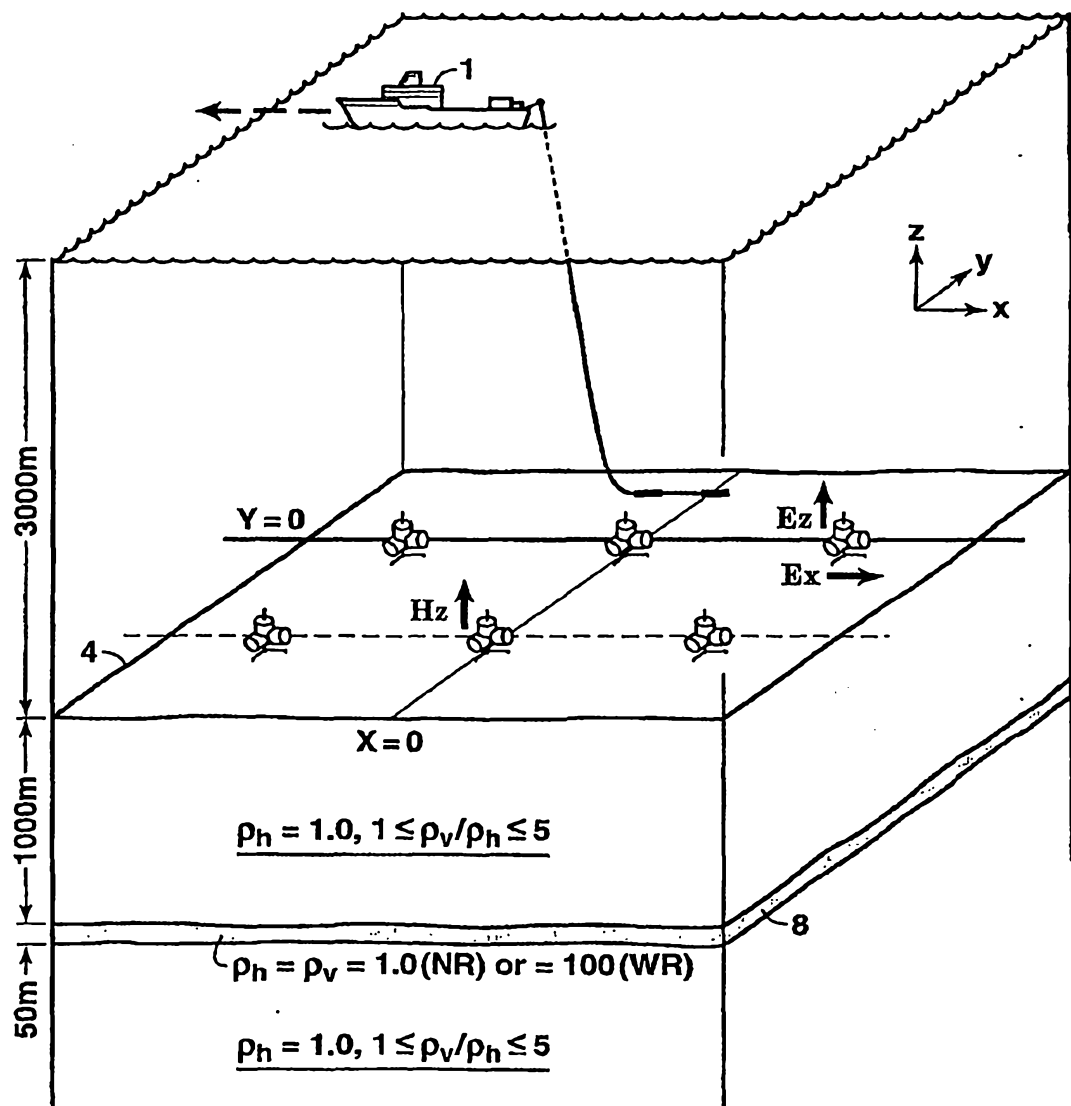
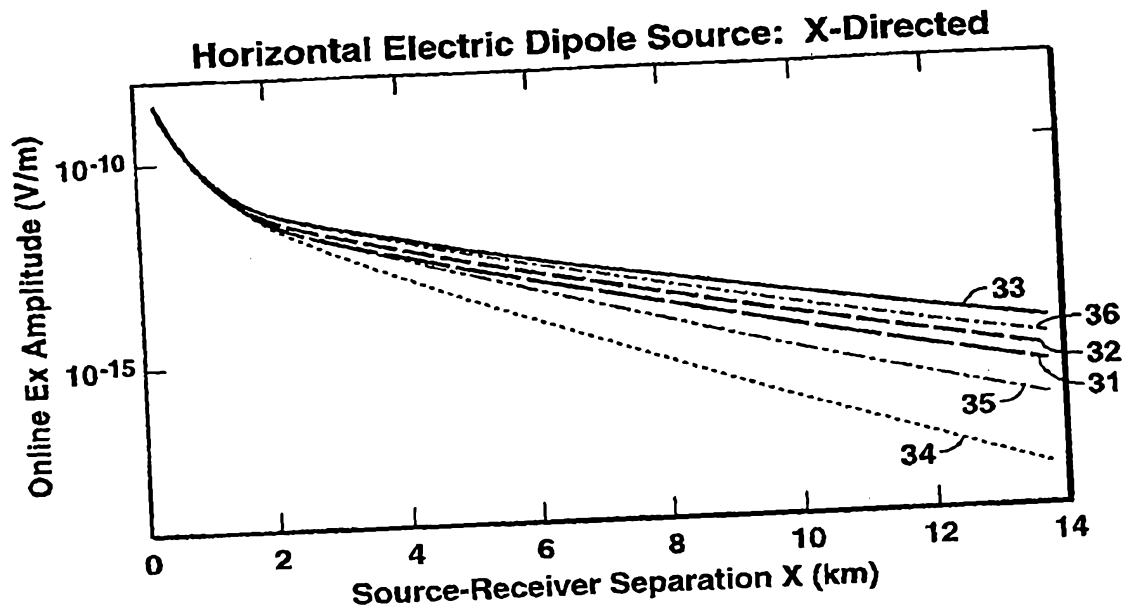
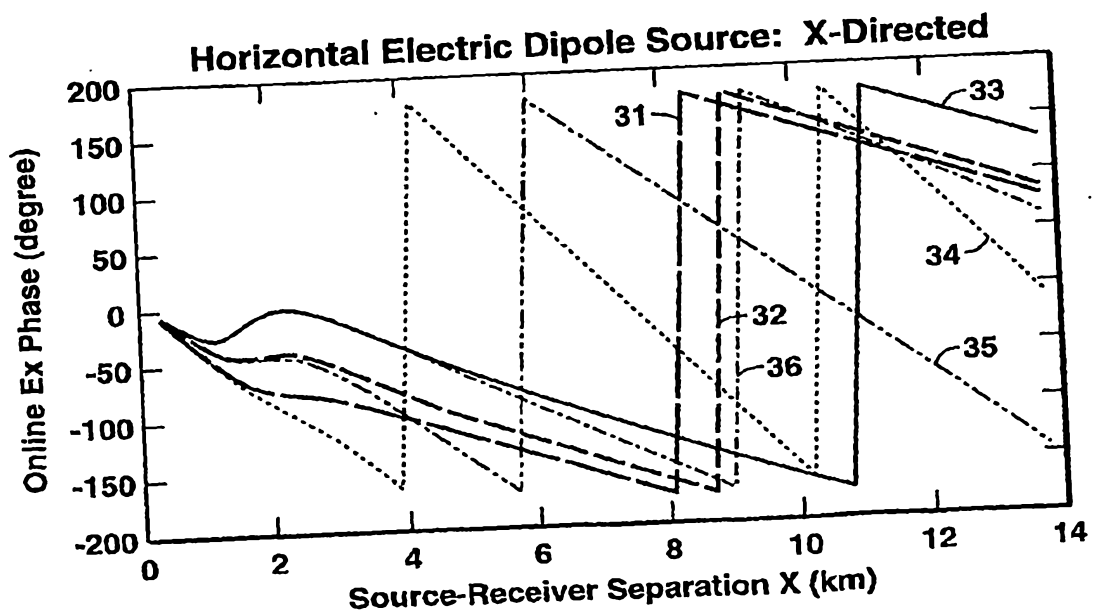
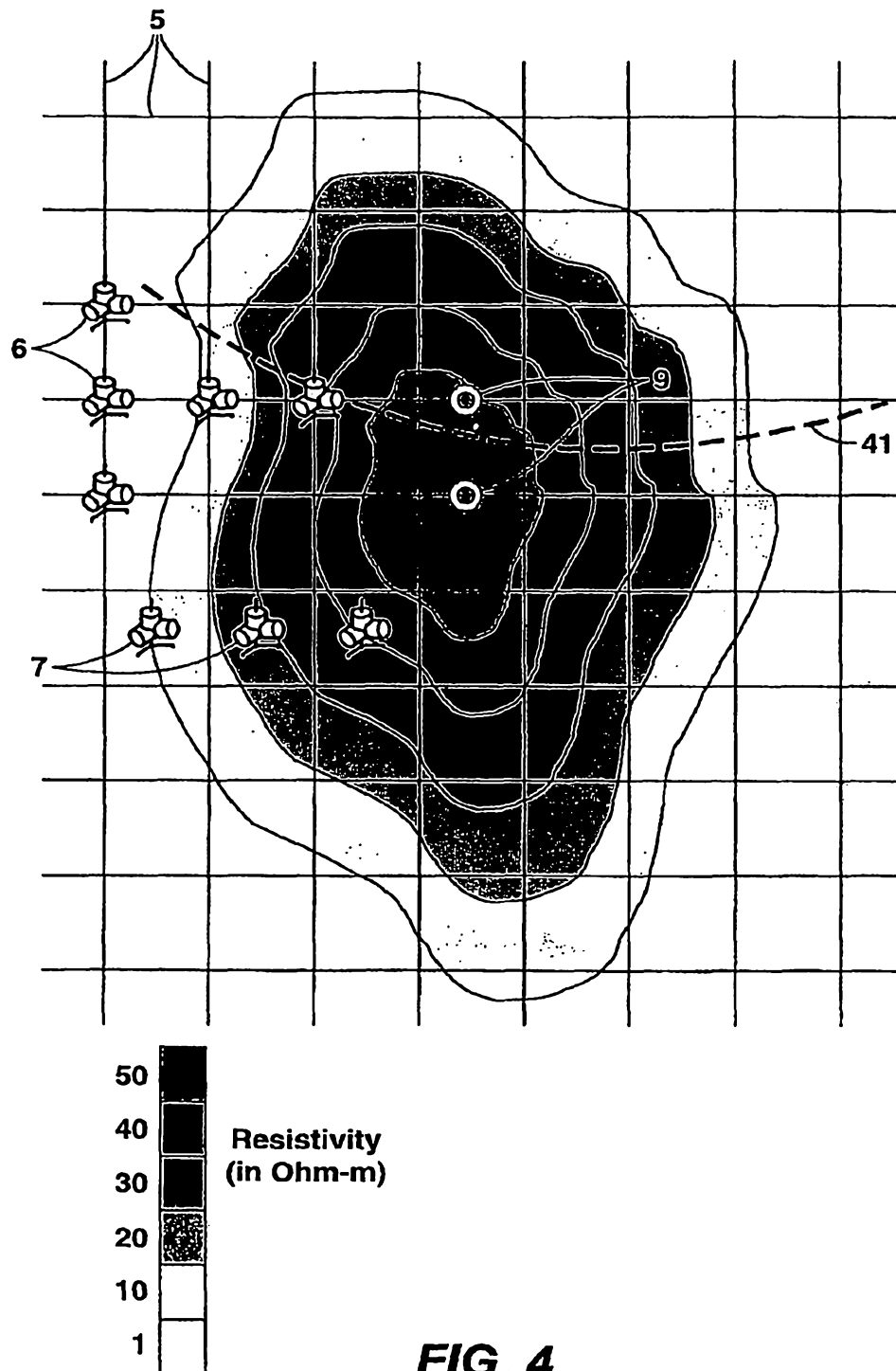
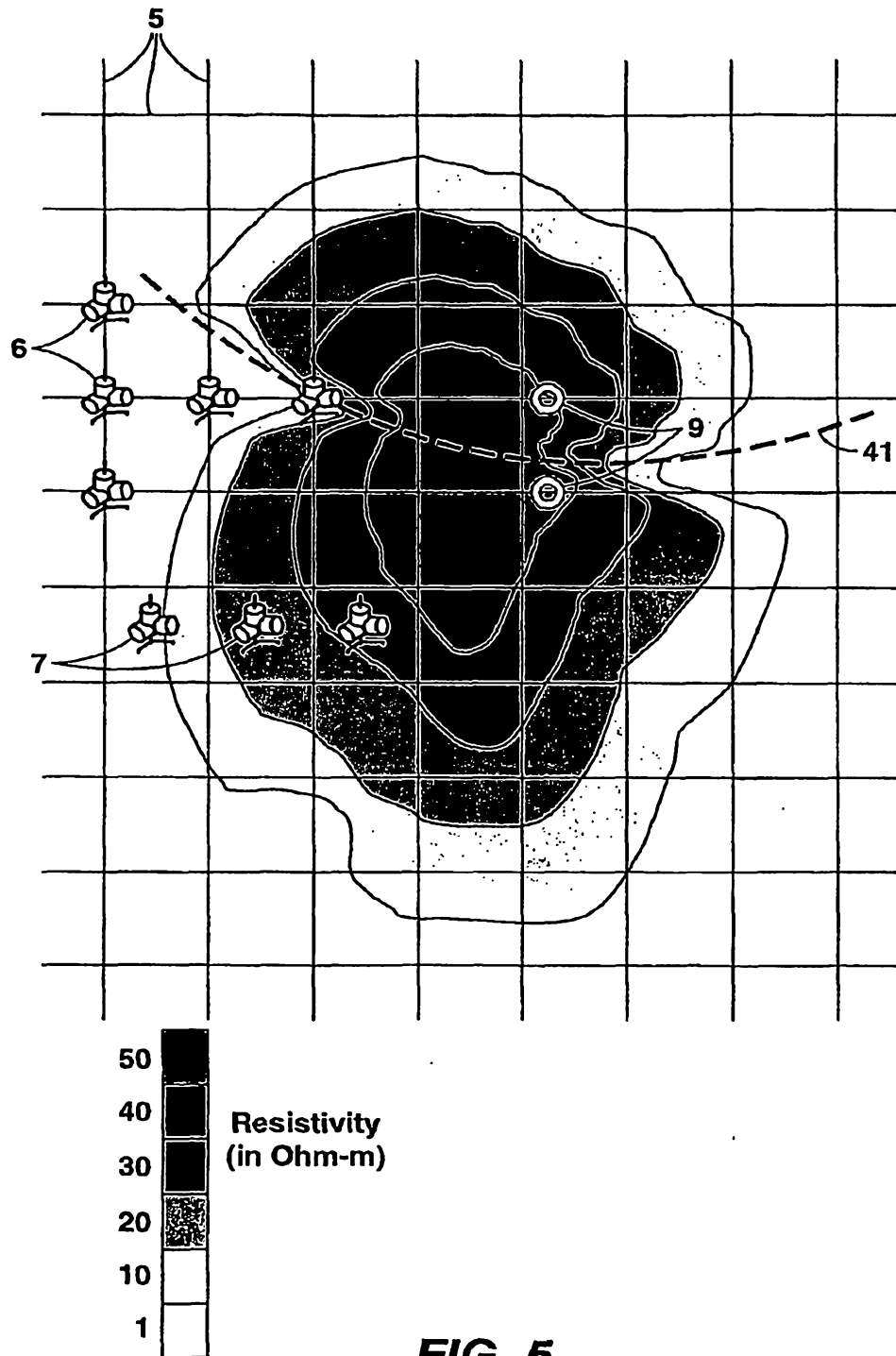


FIG. 2

**FIG. 3A****FIG. 3B**





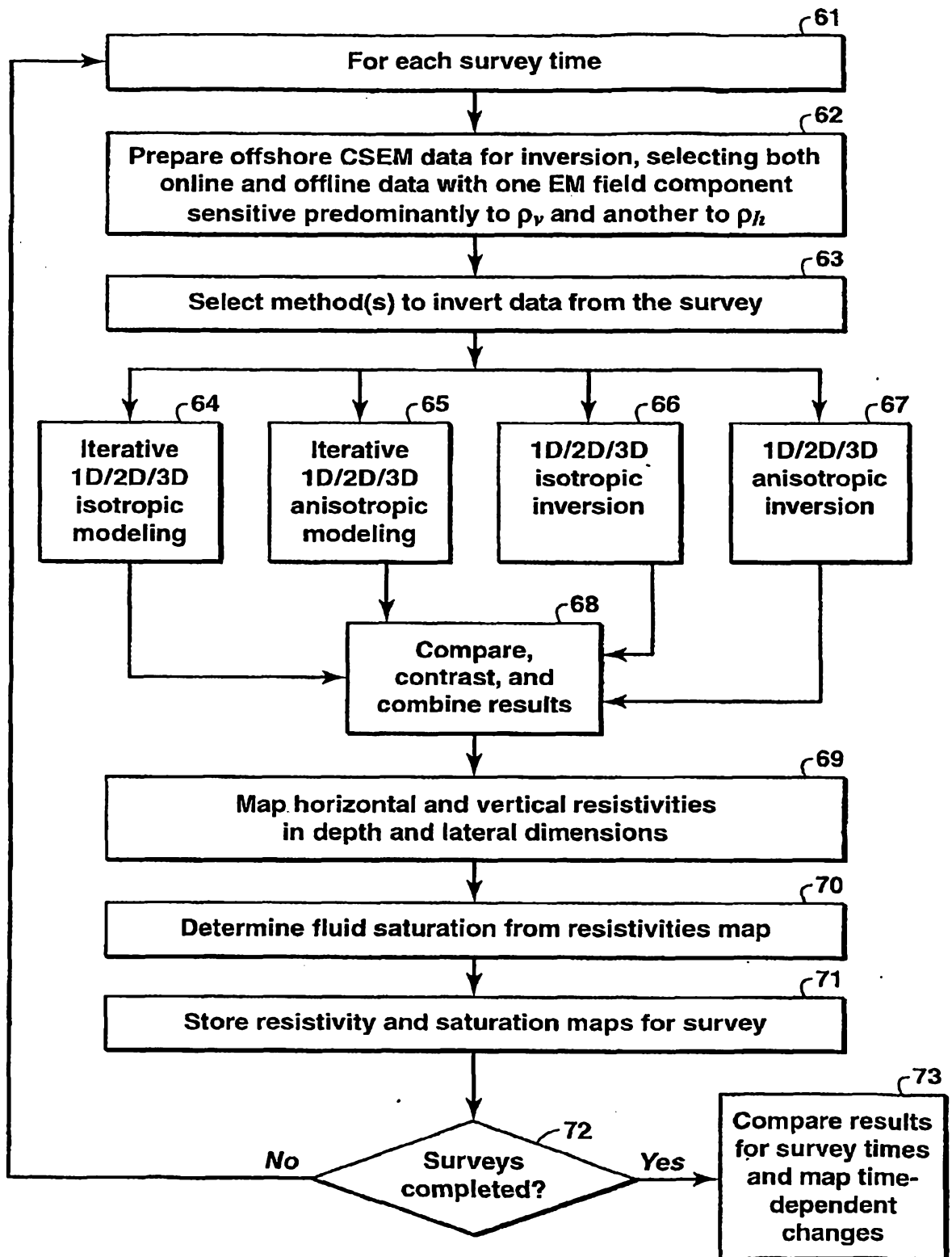


FIG. 6