



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

**(21) PI 0717785-2 A2**



(22) Data de Depósito: 16/10/2007  
(43) Data da Publicação: 29/10/2013  
(RPI 2234)

(51) Int.Cl.:  
E21B 47/00

**(54) Título:** MÉTODOS PARA DETECTAR UM LIMITE LATERAL DE UMA REGIÃO DE COMPACTAÇÃO OU EXPANSÃO EM UMA FORMAÇÃO SUB-SUPERFÍCIE E PARA PRODUZIR HIDROCARBONETOS A PARTIR DE UMA FORMAÇÃO SUB-SUPERFÍCIE

**(57) Resumo:**

**(30) Prioridade Unionista:** 16/10/2006 EP 06122368.1, 16/10/2006 EP 06122372.3

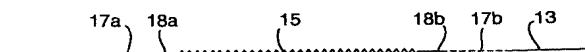
**(73) Titular(es):** Shell Internationale Research Maatschappij B.V.

**(72) Inventor(es):** Paul James Hatchell, Stephen James Bourne

**(74) Procurador(es):** Momsen, Leonardos & Cia

**(86) Pedido Internacional:** PCT EP2007061041 de 16/10/2007

**(87) Publicação Internacional:** WO 2008/046833de 24/04/2008



“MÉTODOS PARA DETECTAR UM LIMITE LATERAL DE UMA REGIÃO DE COMPACTAÇÃO OU EXPANSÃO EM UMA FORMAÇÃO SUB-SUPERFÍCIE E PARA PRODUZIR HIDROCARBONETOS A PARTIR DE UMA FORMAÇÃO SUB-SUPERFÍCIE”

5 Campo da invenção

A presente invenção refere-se a um método para detectar um limite lateral de uma região de compactação ou de expansão em uma formação sub-superfície e a um método para produzir hidrocarbonetos.

Fundamentos da invenção

10 Há uma necessidade de tecnologias que permitam monitoração de regiões de reservatórios em depleção durante a produção de hidrocarbonetos do reservatório. A estrutura geométrica de uma região de reservatório é explorada, normalmente, por métodos geofísicos, em particular formação de imagem sísmica de sub-superfície durante o estágio de pesquisa  
15 de um campo petrolífero. Entretanto, é difícil extrair informação precisa sobre carregamento de fluido e conectividade entre diferentes regiões de reservatório dos dados sísmicos, devido ao fato de falhas e vedações relativamente pequenas serem difíceis de detectar em imagens sísmicas.

O relatório descritivo da patente U.S. 6.092.025 revela um  
20 método para realçar a exposição de efeitos de borda de hidrocarboneto em um reservatório, usando exposições de amplitudes sísmicas baseadas em um algoritmo delta-amplitude-mergulho aplicado a um conjunto de dados amplitude-versus-deslocamento obtido da amplitude sísmica.

Mesmo em estágios posteriores de desenvolvimento de um  
25 campo, quando dados de pesquisa, avaliação ou mesmo produção de poços estão disponíveis há, muitas vezes, incerteza sobre a posição das bordas laterais das regiões produtoras do reservatório.

Durante a produção de hidrocarbonetos (óleo e/ou gás natural), a região de reservatório está tipicamente se compactando, e esta compactação

pode, a princípio, ser estudada por levantamento sísmico de lapso de tempo. No levantamento sísmico de lapso de tempo, os dados sísmicos são adquiridos pelo menos em dois instantes, para estudar mudanças em propriedades sísmicas sub-superficiais em função do tempo. O levantamento sísmico de lapso de tempo é referido igualmente como sísmica de quarta dimensão (ou 4D), onde o tempo entre aquisições representa um quarto dado de dimensão.

Uma dificuldade geral no levantamento sísmico de campos de óleo ou gás é que, normalmente, a região de reservatório está a várias centenas ou a milhares de metros abaixo da superfície da terra, mas a espessura da região de reservatório, ou camada, é comparativamente pequena, ou seja, tipicamente apenas de alguns metros, ou dezenas de metros. A sensibilidade para detectar pequenas mudanças na região de reservatório é, conseqüentemente, um problema. Tipicamente, os operadores devem recolher dados de vários anos de produção antes que diferenças claras possam ser detectadas e conclusões sobre propriedades do reservatório possam ser extraídas.

Problemas similares originam-se no caso de uma expansão da região subterrânea. Um exemplo particular é a expansão de uma região de reservatório devido à injeção de um fluido em uma formação sub-superfície, por exemplo, CO<sub>2</sub>, ou água. Outro exemplo envolve o aquecimento de uma região subterrânea, quando, neste caso, a região de reservatório se expandirá. Há uma necessidade de um método mais simples para pesquisar a extensão lateral de uma região de compactação ou de expansão em uma formação sub-superfície.

## 25 Sumário da invenção

Para esta finalidade, a presente invenção provê um método para detectar um limite lateral de uma região de compactação ou de expansão em uma formação sub-superfície, cujo método compreende:

- determinar a deformação não-vertical da superfície da terra

acima da formação sub-superfície durante um período de tempo;

- identificar pelo menos uma área de contração e pelo menos uma área de dilatação adjacente da superfície da terra a partir da deformação não-vertical durante um período de tempo; e

5 - usar a pelo menos uma área de contração e a pelo menos uma área de dilatação adjacente como uma indicação de um limite lateral da região de compactação ou expansão.

A invenção está baseada na percepção adquirida pelo Requerente de que uma região subterrânea em compactação ou expansão  
10 origina um padrão particular de deformação não-vertical (em particular, horizontal) na superfície da terra. A superfície da terra também pode ser o leito do mar, no caso de uma localização fora da costa. Um reservatório em compactação ou expansão origina uma área lateral de contração na superfície adjacente a uma área de dilatação. Esta assinatura é característica para uma  
15 borda lateral de reservatório. A detecção de áreas de contração e dilatação pode ser bem mais fácil do que conduzir e interpretar levantamentos sísmicos e também é mais sensível às pequenas alterações.

Em um modo de realização, uma área intermediária de não-deformação é identificada entre áreas de contração e dilatação adjacentes e é  
20 inferido que o limite lateral está localizado debaixo dessa área intermediária. Desta maneira, uma boa estimativa das bordas laterais do reservatório é obtida sem a necessidade de modelagens geofísica, geomecânica e/ou de reservatório, complexas.

É igualmente possível identificar uma área de gradiente de  
25 esforço máximo na superfície de terra, e pode ser inferido que o limite lateral está localizado debaixo da área de gradiente de esforço máximo.

Quando a deformação em uma zona particular na superfície da terra é monitorada, numerosas áreas de dilatação ou contração podem ser identificadas e isto é indicativo do fato de uma pluralidade de zonas de

dilatação e contração estarem presente na formação sub-superfície debaixo da zona monitorada.

5 Não é raro que, no estágio de pesquisa de um campo de hidrocarboneto, uma pluralidade de regiões candidatas a reservatório seja identificada em uma formação sub-superfície, mas nem sempre é claro se há uma conexão fluídica entre estas regiões individuais. Usando-se a presente invenção, a conectividade pode ser inferida das numerosas áreas de dilatação ou contração. Se todas as regiões estiverem conectadas, haverá apenas uma área de contração ou expansão na superfície, respectivamente, no caso de 10 regiões de contração ou expansão. Se não houver nenhuma conectividade fluídica, várias áreas de contração e dilatação podem ser distinguidas na superfície.

A região de expansão ou contração, da qual o limite lateral é identificado, pode fazer parte de uma região maior de reservatório, da qual 15 não se pode saber se há uma conectividade fluídica através da região maior. Neste caso, o método da invenção permite identificar uma barreira de fluxo na região maior de reservatório, no limite lateral.

Vantajosamente a deformação não-vertical pode ser interpretada usando-se um modelo geomecânico e/ou de reservatório da 20 formação sub-superfície.

É provido, igualmente, um método para produzir hidrocarbonetos de uma formação sub-superfície, onde um limite lateral de uma região de compactação ou expansão na formação sub-superfície é detectado de acordo com o método para detectar um limite lateral.

## 25 Descrição resumida dos desenhos

Um modo de realização da invenção será descrito agora mais detalhadamente e em referência aos desenhos anexos, onde:

A Figura 1 mostra esquematicamente o deslocamento vertical (1a), deslocamento horizontal (1b), e esforço horizontal (1c) na sub-superfície

devido a uma região de compactação subterrânea;

A Figura 2 mostra esquematicamente áreas de contração e expansão na superfície para três casos de regiões de compactação subterrânea;

Figura 3 mostra cálculos do deslocamento horizontal e do esforço horizontal na superfície para três casos de regiões de compactação subterrânea;

A Figura 4 mostra o esforço horizontal (4a) e o gradiente de esforço horizontal (4b) na superfície acima de uma borda de uma região de compactação subterrânea horizontal fina, para várias relações de largura para a profundidade da região;

A Figura 5 mostra esquematicamente dois arranjos de sensores sobre o leito do mar.

Onde os mesmos numerais da referência são usados em Figuras diferentes, eles se referem aos mesmos objetos, ou similares.

#### 15 Descrição detalhada da invenção

É feito referência à Figura 1. A Figura 1 mostra quadros de uma seção transversal vertical com uma formação sub-superfície 1, que, neste caso, está debaixo de uma camada de mar 2. Uma camada reservatório está presente a uma distância sob o fundo do mar 7, que forma a superfície da terra.

A Figura 1 mostra os resultados de uma modelagem geomecânica da formação sub-superfície. O modelo usado está baseado em um semi-espço poro-elástico linear isotrópico, homogêneo, se estendendo para baixo da superfície da terra, e contendo um reservatório em forma de bloco submetido a uma redução uniforme na pressão de fluido do poro. A mudança de pressão do poro foi selecionada para conseguir um máximo de 1 m de compactação dentro do reservatório. O módulo de cisalhamento é 1 GPa e o coeficiente de Poisson é 0.25. Notamos que as conclusões seguintes, extraídas destas soluções, são independente da escolha do módulo de

cisalhamento e do coeficiente de Poisson.

Todos os quadros na figura 1 mostram sombreamento. A escala de sombreamento é mostrada no lado direito, e as áreas de valores positivo e negativos estão indicadas por "+" e "-", respectivamente.

5 O quadro superior, Figura 1a, está sombreado de acordo com o deslocamento vertical em resposta a uma compactação do reservatório, como devido à depleção pela produção de hidrocarbonetos do reservatório através de um poço (não mostrado). A subsidência é considerada como deslocamento positivo. A subsidência mais forte é observada na cobertura 11 logo acima de compactação do reservatório. O fundo do mar 7 afunda mais fortemente  
10 acima do centro do reservatório. O exemplo também mostra levantamento na cobertura 12.

O quadro do meio, Figura 1b, mapeia o deslocamento horizontal na formação sub-superfície 1 e sobre o fundo do mar 7, no plano  
15 do papel. O deslocamento para a direita é considerado positivo. Verificou-se que uma diminuição de volume de um reservatório subterrâneo leva não apenas à compactação vertical, mas é acompanhada, tipicamente, de uma contração horizontal do reservatório. A contração é mínima no centro e mais forte em direção às bordas laterais do reservatório. Como resultado, a  
20 contração também é visível na superfície (leito do mar) como uma deformação. A contração na superfície é mais forte nas, e, acima das bordas laterais 15, 16 da camada reservatório.

O quadro inferior, Figura 1c, mostra o esforço horizontal na formação sub-superfície, que é calculado como a derivada do deslocamento  
25 no quadro do meio em relação à coordenada horizontal (x) no plano do papel. O esforço de dilatação é considerado positivo. Verificou-se que o esforço muda o sinal da compressão para a dilatação aproximadamente acima das bordas laterais do reservatório. Conseqüentemente, a presença de áreas de contração e dilatação adjacentes pode ser detectada aqui, determinando-se o

esforço e identificando-se uma mudança de sinal. Pela comparação das figuras 1b e 1c, é claro que áreas de contração e dilatação adjacentes também podem ser detectadas identificando-se uma área de deformação horizontal máxima.

5                   É feito referência à Figura 2, mostrando esquematicamente diversas situações de regiões de reservatório compactadas em uma formação sub-superfície, por exemplo, devido à depleção (parcial).

10                   Na figura 2a, uma única região 11 de reservatório está presente na formação de subterrânea 12 debaixo da superfície 13. Verticalmente acima da região de reservatório, há uma área de contração 15, indicada por uma linha ondulada. Adjacentes a ela, há áreas de dilatação 17a, 17b, indicadas por linhas tracejadas. Intermediárias, entre as áreas de contração e dilatação, estão, pelo menos dentro da precisão da medição, as áreas 18a 18b, substancialmente não-deformadas, indicadas abaixo por linhas contínuas e  
15                   indicativas das bordas laterais 19a, 19b da região de reservatório 11, Deve ser notado que áreas não deformadas têm esforço zero (perto de -), mas que pode ser trocado lateralmente, como visível por exemplo, na figura 1b.

20                   A figura 2b mostra a situação de duas regiões de reservatório lateralmente adjacentes 21a, 21b, ambas de compactação devido à depleção, e entre as quais não há comunicação fluídica. Neste exemplo, duas áreas de contração 25a, 25b podem ser distinguidas na superfície 22, separadas por uma área de dilatação 26, que é uma indicação, na superfície, de que as duas regiões de reservatório não estão em comunicação fluídica uma com a outra. Áreas de dilatação adicionais 27a, 27b e áreas intermediárias não deformadas  
25                   28a, 28b, 28c, 28d também podem ser distinguidas. Novamente, as áreas intermediárias são indicativas dos limites laterais 29a, 29b, 29c, 29d, das regiões de reservatório. Pode acontecer da estrutura de reservatório mostrada na figura 2b não ser distinguível na formação de imagem sísmica de uma única região de reservatório 1, porque os limites 29b e 29c simplesmente

apresentam uma barreira de fluxo estreita entre compartimentos de uma estrutura maior de reservatório.

A Figura 2c mostra uma situação um tanto similar àquela da figura 2b; entretanto, neste caso, as regiões de reservatório 31a e 31b estão em contato fluídico uma com a outra, como indicado pela linha tracejada longa 32. As duas regiões de reservatório se comportam similar a uma única região durante a depleção, de modo que a assinatura, na superfície, de áreas de contração e dilatação é similar àquela da figura 2a. Uma única área de contração 35 está envolvida pelas áreas de dilatação 37a, 37b, com áreas intermediárias não deformadas 38a e 38b entre elas.

É feito referência agora à Figura 3, que mostra exemplos quantitativos da deformação horizontal na superfície da terra induzida pela compactação do reservatório devido à depleção para diferentes casos de conectividade dentro da região de reservatório. Os cálculos foram feitos para um reservatório com 9 km de largura, 100 m de espessura e localizado 1 km abaixo da superfície da terra, e usando, além disso, as mesmas suposições de modelo como discutido para a Figura 1. Neste exemplo, a terceira dimensão do reservatório no plano horizontal é igual à dimensão horizontal mostrada. Os resultados estão mostrados por uma linha passando acima do centro do reservatório.

A deformação está mostrada para uma depleção correspondendo à depleção uniforme equivalente a um máximo de 1 m de compactação do reservatório.

Na figura 3a, há uma depleção uniforme por todo o reservatório 41. As cruces 43 denotam deslocamentos de superfície horizontais  $D_h$ ; deslocamentos positivos estando orientados para a direita. O deslocamento absoluto máximo é encontrado, aproximadamente, nas bordas laterais 45, 46 do reservatório. A curva contínua 48 denota esforço horizontal; o esforço positivo corresponde à dilatação (alongamento). O esforço exibe

uma troca de sinais nos máximos do deslocamento absoluto, ou seja, onde há uma transição de contração para dilatação.

Na figura 3b, o reservatório 51 tem uma barreira de fluxo 52 impedindo a comunicação fluídica entre a metade esquerda 53 e a metade direita 54. É assumido que o fluido é produzido através de um poço (não mostrado.) se estendendo da superfície para a metade esquerda 53. A metade direita não exauri devido à barreira de fluxo 52. Isto pode ser detectado na superfície. A deformação horizontal 56, e o esforço horizontal 58 têm uma assinatura correspondendo apenas à metade esquerda da compactação da região de reservatório. A barreira de fluxo 52 é detectada como a borda lateral direita da região de compactação 53.

Finalmente, na Figura 3c, a região de reservatório 61 tem três compartimentos 62, 63, 64. O compartimento central 63 do reservatório não exauri devido às barreiras de fluxo 66, 67. Estas também podem ser detectadas pela assinatura característica da deformação horizontal 68 e do esforço horizontal 69 na superfície da terra, acima, à mão da transição entre a deformação de contração e dilatação.

A compactação de 1 m assumida neste exemplo é muito substancial, bem como, o valor da deformação na superfície da terra. A deformação esciona proporcionalmente à quantidade de compactação. Deveria ser claro que efeitos muito menores, como compactação da ordem de 1-5 cm, ou mesmo menores, podem ser detectados, detectando-se deformação horizontal da mesma ordem de valor na superfície, por distâncias da ordem de quilômetros, ou mais.

A figura 4a mostra o esforço horizontal  $\epsilon_{xx}$  como uma função da distância, a partir do centro, de uma região de depleção em forma de bloco. A distância horizontal é normalizada pela semi-largura do bloco de modo que seu limite lateral sempre ocorra a  $x = 1$ . Em todos os casos, a região é fina comparada à sua extensão lateral, ou seja, tem uma espessura de menos de

20% de sua largura. Os resultados estão mostrados para a faixa de tamanhos de bloco horizontal de 20% (curva 71a), 40% (72a), 60% (73a), 80% (74a) e 100% (curva 75a) de sua profundidade abaixo da superfície da terra. Em todos os casos, é vista uma transição da contração acima do reservatório em depleção para dilatação além da borda lateral. A localização de esforço horizontal zero separando regiões de contração e alongamento é uma boa indicação da borda lateral; entretanto, pode ser visto que ela apenas localiza corretamente a borda do reservatório em depleção se a extensão lateral desta região,  $w$ , for grande, comparada com sua profundidade abaixo da superfície da terra  $z$ , ou seja,  $w/z \gg 1$ .

A Figura 4b mostra a derivada horizontal do esforço horizontal,  $d\epsilon_{xx}/dx$ , com as curvas 71b, 72b, 73b, 74b, 75b derivadas das curvas 71a, 72a, 73a, 74a, 75a da Figura 4a. A derivada horizontal é máxima no limite lateral do reservatório em depleção independente de sua extensão lateral ou profundidade. Conseqüentemente, a localização de um máximo do gradiente de esforço na superfície da terra é uma abordagem ainda mais precisa para a determinação da borda lateral. Uma derivada de esforço, como a derivada horizontal de esforço horizontal, é referida como gradiente de esforço, em particular, é de interesse o gradiente de esforço lateral ao longo da superfície.

Na prática, as medições terão uma precisão finita, de modo que um esforço zero, dentro da precisão da medição, possa ser encontrado em uma área intermediária determinada entre áreas de contração e dilatação.

A Figura 4 também mostra que bordas de regiões subterrâneas com uma grande relação  $w/z$  podem ser melhor detectadas do que regiões menores. O tamanho lateral mínimo da região detectável depende da precisão das medições disponíveis para os componentes horizontais da deformação induzida na superfície da terra. O tamanho deste sinal de esforço horizontal no leito do mar depende da mudança na espessura do reservatório e da relação

do tamanho lateral do reservatório com sua profundidade.

A contração corresponde a esforço negativo e, conseqüentemente, a contração máxima corresponde aos mínimos locais no valor do esforço induzido na superfície. O valor máximo da contração horizontal da superfície da terra devido à compactação do reservatório é, aproximadamente, igual a  $\mu/(3 \pi d)$ , onde  $\mu$  é a compactação do reservatório em metros e  $d$  é a profundidade do reservatório em metros.

A relação de alongamento horizontal máximo para a contração horizontal máxima da superfície da terra para uma unidade de compactação (1m) é  $1 + 3\pi d/w$ , onde  $w$  é a largura do reservatório em depleção.

Nas figuras, foi explicado um reservatório em compactação. Será claro que o caso de uma região subterrânea em expansão tem uma assinatura invertida (qualitativamente uma mudança de sinal), mas, de qualquer forma, análoga.

Serão explicados agora exemplos que mostram como a deformação não-vertical da superfície da terra pode ser determinada.

Em terra, métodos e equipamento geodésicos conhecidos podem ser usados, por exemplo, medições baseadas em satélite, como o uso geodésico de sistemas de satélites de posicionamento global (por exemplo, GPS), laser se estendendo para satélites, interferometria de radar de abertura sintética de mesma órbita, mas, igualmente, técnicas geodésicas mais tradicionais como nivelamento, medições de inclinação de precisão e/ou medições da gravidade.

Uma aplicação importante do presente método também está em conjunção com a produção de hidrocarbonetos fora da costa e, de modo a aplicar o presente método em uma localização fora da costa, a deformação do fundo do mar dever ser medida.

Em um modo de realização, a determinação da deformação não-vertical do fundo do mar compreende selecionar uma pluralidade de

localizações sobre o fundo do mar e determinar a mudança na distância entre pelo menos um par de localizações no período de tempo. Em cada uma destas localizações pode ser instalado um sensor, permanente ou periodicamente, e a distância entre um par de sensores em um tempo inicial, e em um ponto posterior no tempo, pode ser comparada. Preferivelmente os sensores são  
5 arranjados em uma grade ou ao longo de uma linha. Isto permite o mapeamento dos deslocamentos em uma zona de monitoração no fundo do mar, e também medições de distâncias a partir de uma localização para uma pluralidade de outras localizações.

10 A expressão "sensor" é usada aqui para se referir a qualquer dispositivo usado para determinar uma mudança de sua localização, e inclui, por exemplo, transmissores acústicos, elétricos ou eletromagnéticos, receptores, transceptores, transpondores, transdutores; inclinômetros, medidores de pressão, medidores de gravidade, etc.

15 A distância pode ser determinada, por exemplo, por meio de transmissores/receptores acústicos colocados na pluralidade de localizações, ou por meio de sensores de esforço de fibra ótica acoplados em uma pluralidade de localizações no fundo do mar.

Pode ser vantajoso medir o deslocamento vertical do fundo do  
20 mar durante o mesmo período de tempo. Em particular, sensores de profundidade, bem como, sensores de pressão ou de gravidade, podem ser arranjados nas mesmas localizações das medições dos deslocamentos não-verticais. No caso do deslocamento vertical também estar disponível, uma relação, como uma relação entre deslocamentos horizontal e vertical em um  
25 ponto selecionado, ou em mais pontos, se disponível, pode ser determinada e usada para estimar a posição lateral de um centro de compactação ou expansão na formação sub-superfície.

Nas Figuras 5a e 5b estão esboçados dois arranjos de uma rede de medição sobre o fundo do mar. Em cada localização 31 é arranjado um

transmissor e/ou receptor acústico, um transponder respondendo adequadamente por meio de um sinal acústico a um sinal que receba de outro transponder. Transpondores acústicos apropriados são fabricados, por exemplo, por Sonardyne International Limited de Yateley, UK, e estes são  
5 usados tipicamente para posicionamento de equipamento sobre o fundo do mar.

Por meio de um arranjo linear como na figura 5a, um perfil de deslocamento horizontal unidimensional estendido pode ser medido, como, por exemplo, na Figura 1 ou 3. A grade da figura 5b permite o mapeamento  
10 do deslocamento em duas dimensões. Além disso, distâncias a partir de uma das posições 31 para vários vizinhos mais próximos e vizinhos adicionais podem ser determinadas, o que permite realizar verificações de consistência de modo a aumentar a precisão total das medições. Naturalmente também são possíveis outras grades e não é necessário aderir a uma grade regular. Mais ou  
15 menos transpondores podem ser instalados.

Uma distância apropriada entre localizações de transpondores adjacentes sobre o fundo do mar está entre 10 a 100% da profundidade do reservatório, preferivelmente entre 20 e 60%, como 40% da profundidade do reservatório.

20 Pelo uso de um par de transpondores acústicos pode ser determinado um tempo de deslocamento acústico, o qual pode ser convertido em uma distância entre as respectivas posições usando-se a velocidade do som na água do mar. Preferivelmente, sensores de velocidade de som também são arranjados sobre o fundo do mar, de modo que um, em cada localização  
25 de transdutor, seja capaz de levar em consideração flutuações devidas à, por exemplo, mudanças de temperatura ou salinidade, aumentando, desta maneira, a precisão das medições.

Transpondores submarinos operam, preferivelmente, sem fio e são equipados apropriadamente com uma fonte de alimentação, como

baterias, que permita operação prolongada por muitos meses, de preferência, pelo menos 6 meses, mais preferencialmente, vários anos. Os dados podem ser armazenados por dias, semanas ou meses, e transmitidos para um transdutor em uma bóia, navio, ou plataforma. Devido à deformação subjacente ser lenta, na ordem de poucos cm/ano, no máximo, uma rede de transdutores acústicos não precisa operar continuamente o que economiza a vida da bateria. Os transpondores podem ser instalados permanentemente, mas instalação periódica em pares de localizações também é possível, realizada, por exemplo, por um veículo operado remotamente. Entretanto, é preferido uma instalação permanente, uma vez que, desta maneira, são evitados erros de reposicionamento. De fato, isto é uma vantagem das medições acústicas laterais submarinas em relação às medições de subsidência por sensores de pressão que têm estabilidade, a longo prazo, insuficiente para medições precisas em uma instalação permanente, por períodos de meses, e necessitam, conseqüentemente, calibração regular para a qual precisam ser removidos do fundo do mar.

Alternativamente, sensores de esforço de fibra ótica podem ser usados para a medição da deformação não-vertical do fundo do mar. Estes sensores são fabricados, por exemplo, por Sensornet Ltd. de Elstree, UK. Um sensor de esforço de fibra ótica pode monitorar esforço por distâncias estendidas por quilômetros, e um perfil de esforço com uma definição de, aproximadamente, 1m pode ser obtido. O cabo do sensor deve ser ancorado no fundo do mar para prover acoplamento suficiente.

Outra opção de medição é através de formação de imagem repetida, como formação de imagem por sonar, a partir de veículos móveis com posicionamento preciso.

Vantajosamente, o deslocamento vertical também pode ser monitorado. Em um modo de realização envolvendo uma instalação de fundo do mar para a monitoração da deformação, sensores para detectar

deslocamento vertical, como sensores de pressão e/ou de gravidade podem ser incluídos. Torna-se claro da Figura 2 que informação complementar pode ser obtida a partir dos deslocamentos horizontal e vertical. Por exemplo, o deslocamento horizontal máximo é observado acima das bordas laterais do reservatório, e a relação do deslocamento vertical para o horizontal é um indicador muito sensível do centro do reservatório em compactação ou expansão, uma vez que aí, o deslocamento vertical é máximo e o deslocamento horizontal substancialmente zero.

## REIVINDICAÇÕES

1. Método para detectar um limite lateral de uma região de compactação ou expansão em uma formação sub-superfície, caracterizado pelo fato de compreender:

- 5                   - determinar a deformação não-vertical da superfície da terra acima da formação sub-superfície durante um período de tempo;
- identificar pelo menos uma área de contração e pelo menos uma área de dilatação adjacente da superfície da terra a partir da deformação não-vertical durante o período de tempo; e
- 10                   - usar a pelo menos uma área de contração e a pelo menos uma área de dilatação adjacente como uma indicação de um limite lateral da região de compactação ou expansão.

2. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de uma componente aproximadamente horizontal da deformação da superfície da terra ser determinada, de preferência, dentro de 45 graus da horizontal, mais preferivelmente, dentro de 30 graus.

15

3. Método de acordo com a reivindicação 1 ou 2, caracterizado pelo fato de pelo menos uma área de contração e a pelo menos uma área de dilatação adjacente na superfície da terra estarem separadas por uma área intermediária não deformada, e onde é inferido que o limite lateral está localizado debaixo da área intermediária não deformada.

20

4. Método de acordo com a reivindicação 1 ou 2, caracterizado pelo fato de uma área de gradiente de esforço máximo ser identificada na superfície da terra e onde é inferido que o limite lateral está localizado debaixo da área de gradiente de esforço máximo.

25

5. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1-4, caracterizado pelo fato de um número de áreas de contração e de áreas de dilatação adjacentes, em uma zona predeterminada sobre a superfície da terra ser determinado, e onde é inferido, usando o número, se há mais de uma

região de expansão ou compactação na formação sub-superfície.

6. Método de acordo com a reivindicação 5, caracterizado pelo fato de compreender adicionalmente:

5 - distinguir uma pluralidade de regiões na formação sub-superfície, pelo menos uma delas mudando seu volume devido à produção de um fluido ou injeção de um líquido nesta região;

- inferir do número de áreas de contração ou áreas de dilatação adjacentes se houver conectividade fluídica entre as regiões.

10 7. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1-4, caracterizado pelo fato da região de expansão ou contração da qual o limite lateral é identificado ser parte de uma região maior de reservatório e onde uma barreira de fluxo na região maior de reservatório ser identificada no limite lateral.

15 8. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1-7, caracterizado pelo fato da deformação não-vertical na superfície da terra ser interpretada usando-se um modelo geomecânico de formação sub-superfície.

20 9. Método para produzir hidrocarbonetos a partir de uma formação sub-superfície, caracterizado pelo fato de um limite lateral de uma região de compactação ou expansão na formação sub-superfície ser detectado de acordo com o método como definido em qualquer uma das reivindicações 1-8.

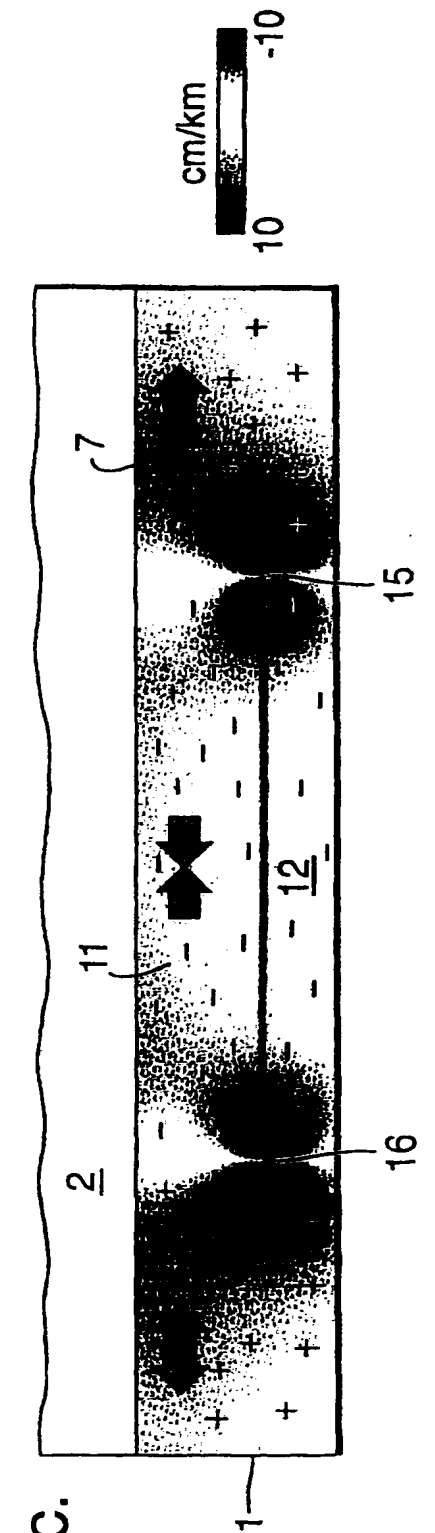
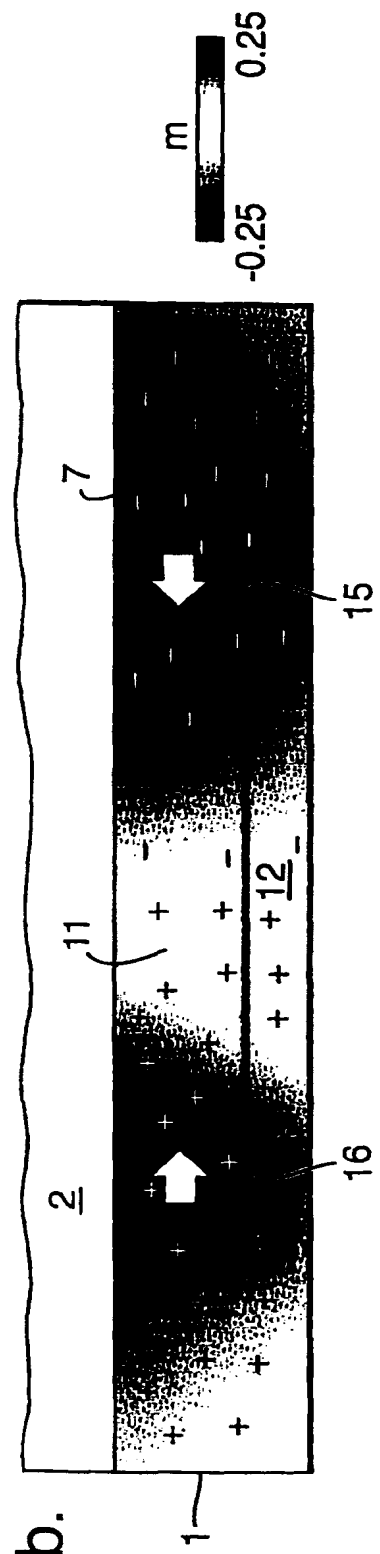
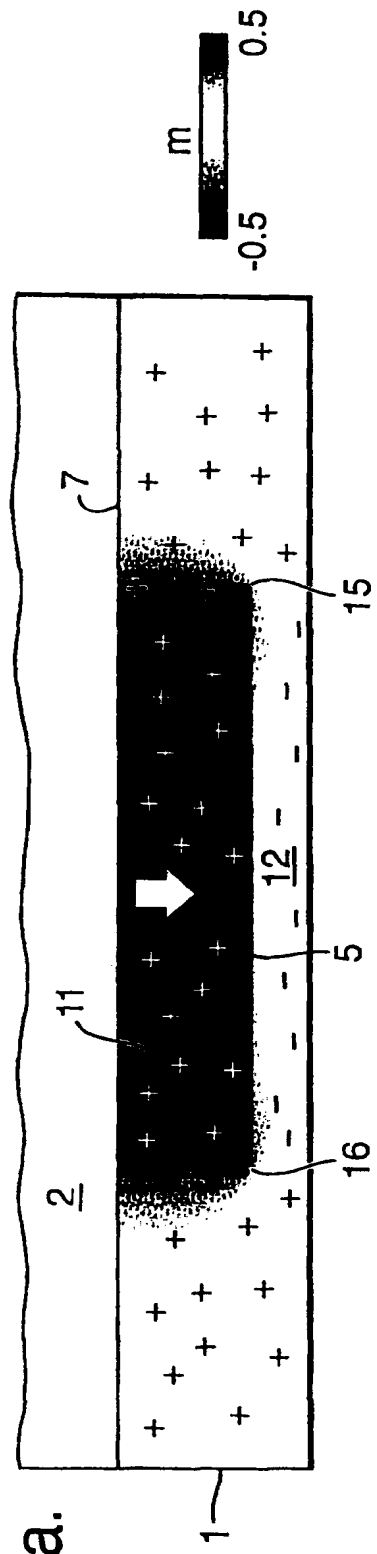


Fig.2a.

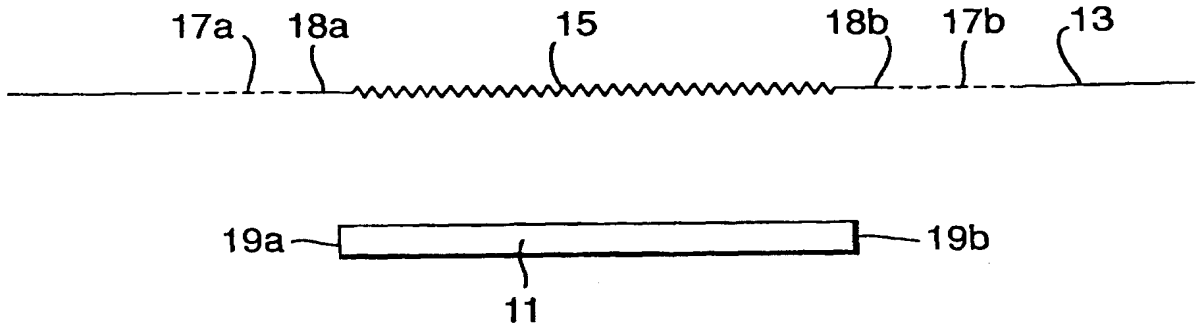


Fig.2b.

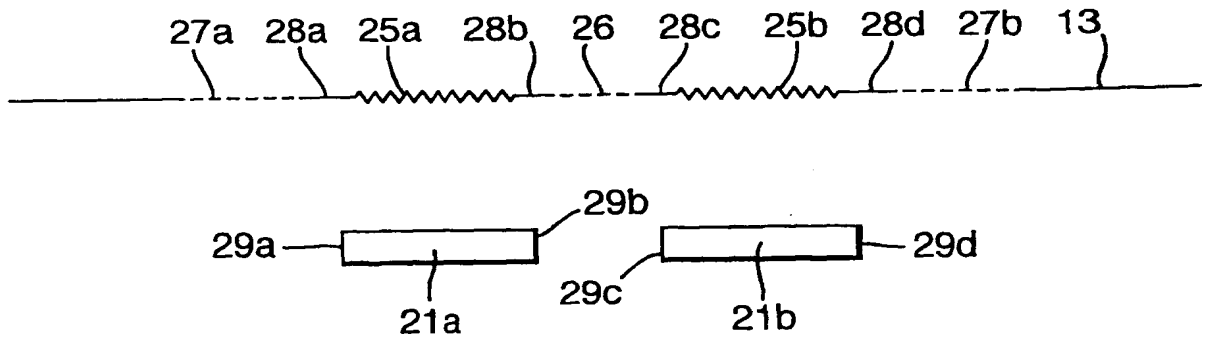


Fig.2c.

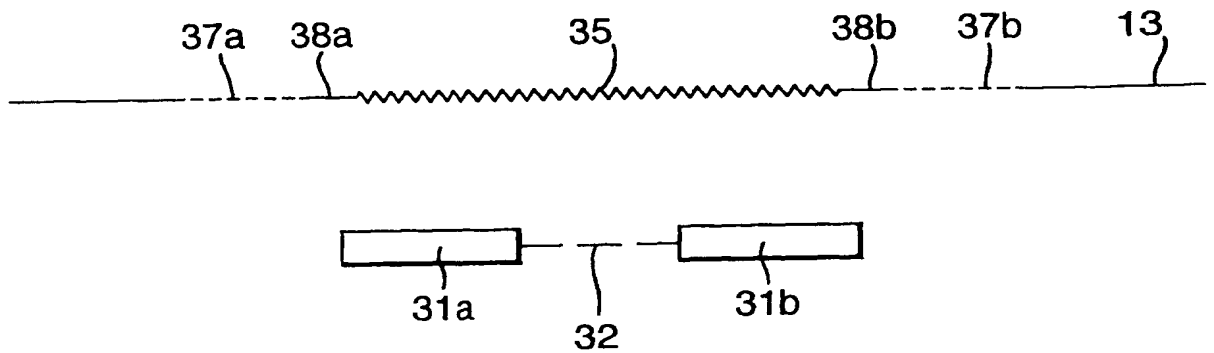


Fig.3a.

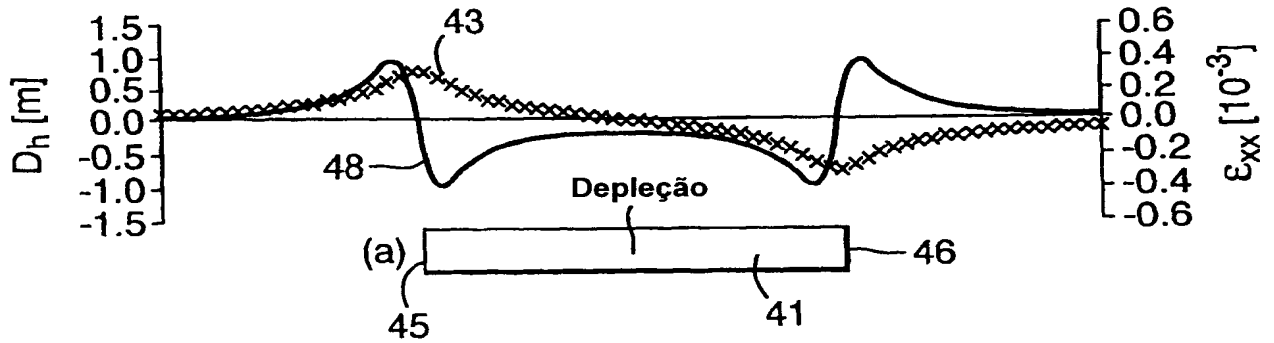


Fig.3b.

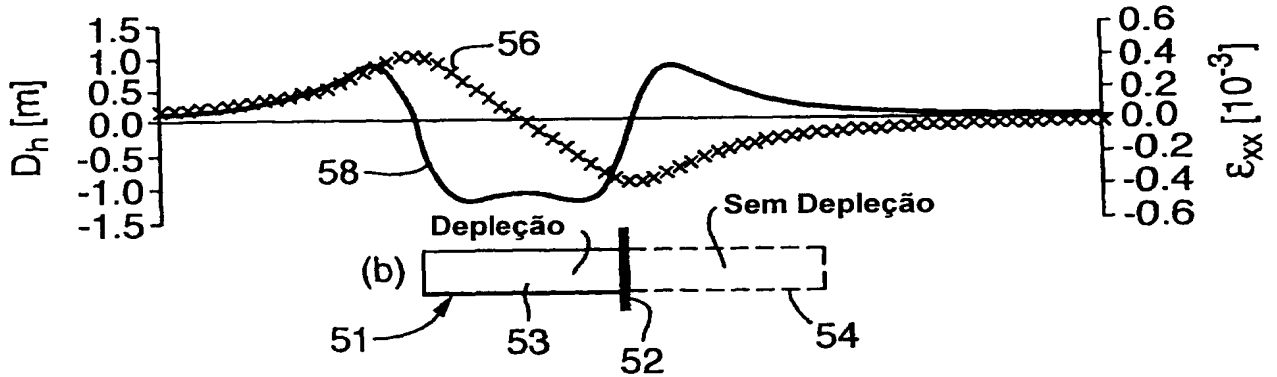


Fig.3c.

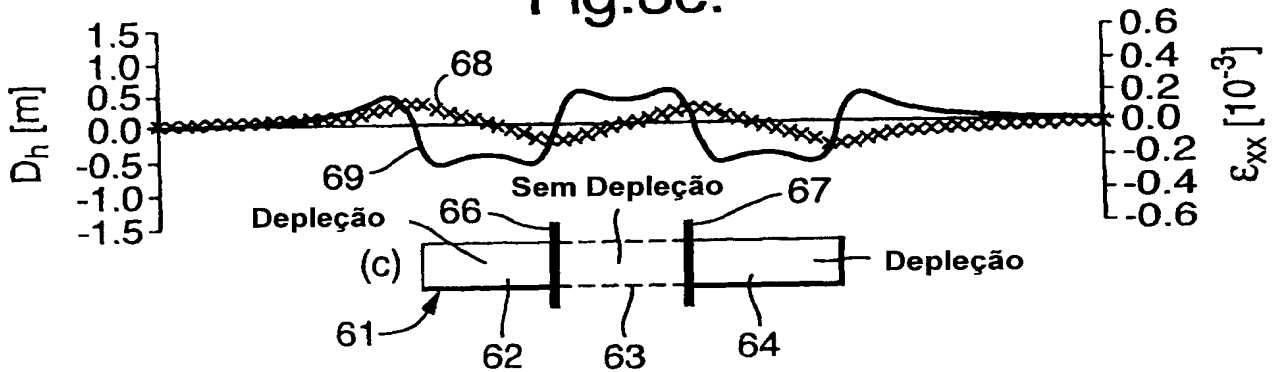


Fig.4a.

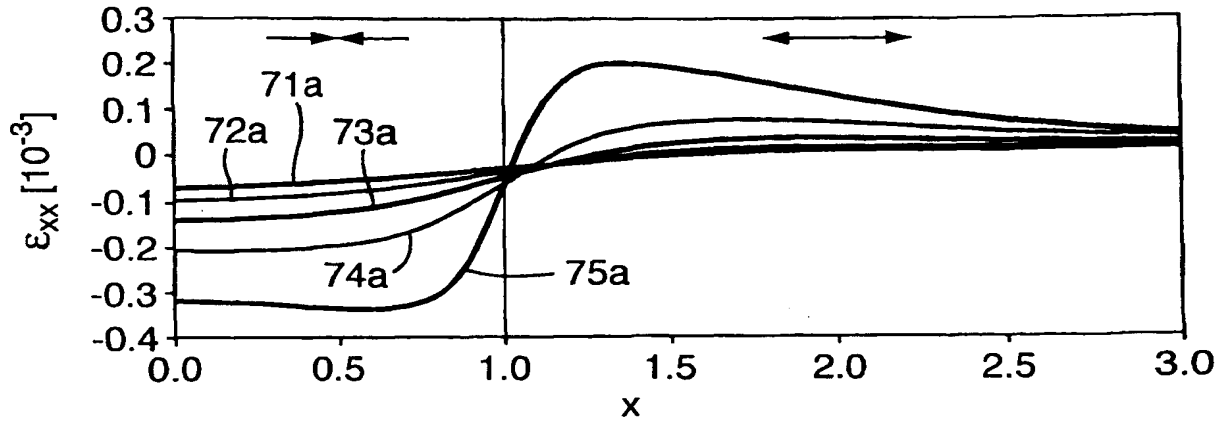


Fig.4b.

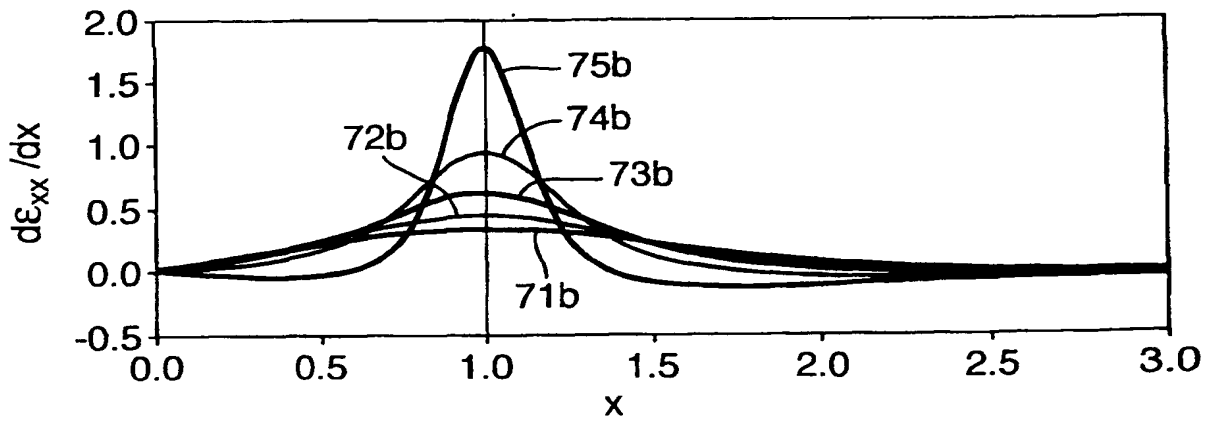


Fig.5a.

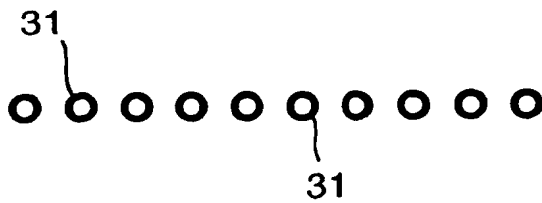
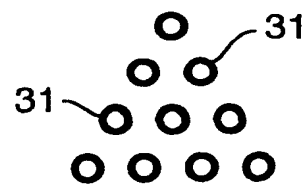


Fig.5b.



RESUMO

“MÉTODOS PARA DETECTAR UM LIMITE LATERAL DE UMA REGIÃO DE COMPACTAÇÃO OU EXPANSÃO EM UMA FORMAÇÃO SUB-SUPERFÍCIE E PARA PRODUZIR HIDROCARBONETOS A PARTIR DE UMA FORMAÇÃO SUB-SUPERFÍCIE”

Um método para detectar um limite lateral de uma região de compressão ou expansão em uma formação sub-superfície, cujo método compreende determinar deformação não-vertical da superfície da terra acima da formação sub-superfície por um período de tempo; identificar pelo menos uma área de contração e pelo menos uma área de dilatação adjacente da superfície da terra a partir da deformação não-vertical durante o período de tempo; e usar a área de contração e a área de dilatação adjacente como uma indicação de um limite lateral da região de compactação ou expansão; e um método para produzir hidrocarbonetos.