



República Federativa do Brasil
Ministério da Economia
Instituto Nacional da Propriedade Industrial

(11) PI 1012029-7 B1



(22) Data do Depósito: 27/05/2010

(45) Data de Concessão: 08/12/2020

(54) Título: MÉTODO E SISTEMA PARA MONITORAR E CONTROLAR UM PROCESSO DE FURO ABAIXO

(51) Int.Cl.: E21B 47/10; G01V 8/16.

(30) Prioridade Unionista: 13/11/2009 GB 0919915.9; 27/05/2009 GB 0909038.2.

(73) Titular(es): OPTASENSE HOLDINGS LIMITED.

(72) Inventor(es): DAVID JOHN HILL; MAGNUS MCEWEN-KING; PATRICK TINDELL.

(86) Pedido PCT: PCT GB2010001056 de 27/05/2010

(87) Publicação PCT: WO 2010/136768 de 02/12/2010

(85) Data do Início da Fase Nacional: 25/11/2011

(57) Resumo: MÉTODOS E SISTEMAS PARA MONITORAR E CONTROLAR UM PROCESSO DE FURO ABAIXO, PRODUTO DE PROGRAMA DE COMPUTADOR, MÉTODO DE OPERAÇÃO DE FURO ABAIXO, E, USO SENSORIAMENTO ACÚSTICO DISTRIBUÍDO Este pedido descreve métodos e aparelhos para monitoramento furo abaixo em tempo real. O método envolve interrogar uma fibra óptica não modificada (102) arranjada ao longo do trajeto de um furo de poço (106) para fornecer um sensor acústico distribuído e amostrar dados reunidos a partir de uma pluralidade de porções de sensoriamento da fibra. Os dados amostrados são então processados para fornecer uma indicação em tempo real dos sinais acústicos detectados pelas porções de sensoriamento da fibra. A indicação em tempo real fornece informação para um operador ou controlador do processo de furo abaixo com dados de realimentação em tempo real, relativos ao que está acontecendo durante o processo de furo abaixo, o que permite a identificação de quaisquer problemas e ajustamento dos parâmetros de processo.

MÉTODO E SISTEMA PARA MONITORAR E CONTROLAR UM PROCESSO DE FURO ABAIXO

[001] A presente invenção é relativa a monitoramento de poços de produção tais como poços para petróleo e gás. Tal monitoramento é muitas vezes referido como monitoramento furo abaixo. Em particular, a presente invenção é relativa a monitoramento furo abaixo que utiliza sensoramento acústico distribuído (DAS).

[002] Sensores de fibra óptica estão se tornando uma tecnologia bem estabelecida para uma faixa de aplicações, por exemplo, aplicações geofísicas. Sensores de fibra óptica podem assumir uma variedade de formas, e uma forma comumente adotada é arranjar uma espira de fibra ao redor de um mandril. Sensores pontuais tais como geofones ou hidrofones podem ser feitos desta maneira, para detectar dados acústicos e sísmicos em um ponto, e sistemas grandes de tais sensores pontuais podem ser multiplexados juntos utilizando cabos de conexão de fibra óptica para formar um sistema óptico todo de fibra. Multiplexação passiva pode ser conseguida de maneira inteiramente óptica, e uma vantagem é que nenhuma conexão elétrica é requerida, o que tem grande benefício em ambientes de condições adversas onde equipamento elétrico é facilmente danificado.

[003] Sensores de fibra óptica têm encontrado aplicação em monitoramento furo abaixo, e é conhecido fornecer um sistema de geofones no, ou ao redor de um poço, para detectar sinais sísmicos, com o objetivo de entender melhor as condições geológicas locais e processo de extração. Um problema com tal abordagem é que geofones tendem a ser relativamente grandes, e assim instalação furo abaixo é difícil. Em adição, geofones tendem a ter faixa dinâmica limitada.

[004] A WO 2005/033465 descreve um sistema de monitoramento acústico furo abaixo que utiliza uma fibra que tem um número de perturbações periódicas de índice de refração, por exemplo, gradeamentos

Bragg. Dados acústicos são recuperados por meio de porções da fibra e utilizados para monitorar condições furo abaixo.

[005] Existem inúmeros processos diferentes envolvidos na formação e operação de um poço de produção. Tipicamente, para formar um poço, um furo de sondagem é perfurado na formação de rocha e revestido com um revestimento. O exterior do revestimento pode ser enchido com cimento, de modo a impedir contaminação de aquíferos, etc., quando começa escoamento. Uma vez que o furo de poço tenha sido perfurado e revestido revestimento é, tipicamente, perfurado. Perfuração envolve disparar uma série de cargas de perfuração, isto é, cargas conformadas, a partir de dentro do revestimento, que criam perfurações através do revestimento e cimento que se estendem para o interior da formação de rocha. Uma vez que perfuração esteja completada, em alguns poços é necessário fraturar a rocha para fornecer um trajeto de escapamento para o petróleo/gás. Tipicamente, a rocha é fraturada em um processo de faturamento hidráulico, bombeando um fluido, tal como água, para abaixo do poço, sob alta pressão. Este fluido é, portanto, forçado para o interior das perfurações, e quando pressão suficiente é alcançada, provoca fraturamento da rocha. Um particulado sólido, tal como areia, é tipicamente adicionado ao fluido para se alojar nas fraturas que são formadas, e mantê-las abertas. Tal particulado sólido é referido como um agente de escoramento. O poço pode ser perfurado em uma série de seções, começando com a seção a mais afastada do poço a partir da cabeça do poço. Assim, quando uma seção do poço tenha sido perfurada, ela pode ser bloqueada por um tampão de isolamento enquanto a próxima seção do poço é perfurada.

[006] Uma vez que todas as perfurações estejam completas, os tampões de isolamento podem ser perfurados, e tubulação de produção instalada. Peneiras de areia e ou engachetamentos de cascalho podem ser colocados para filtrar o escoamento de entrada e engachetamentos podem ser

colocados entre a tubulação de produção e o revestimento. Em poços onde a pressão do reservatório é insuficiente, pode ser necessário instalar mecanismos de levantamento artificial.

[007] Uma vez que a formação do poço esteja completada, escoamento de produção pode ser iniciado.

[008] Durante a formação do poço existem, portanto, diversos processos furo abaixo que são conduzidos e, genericamente, muito pouca informação está disponível relacionada ao que está acontecendo abaixo, no poço. Condições no topo do poço podem ser monitoradas, tais como vazão de um material para dentro ou para fora do poço. Distância para o interior de um furo de poço pode ser determinada medindo deslocamento de um cabo ligado a uma peça de aparelho. Contudo, é genericamente muito difícil receber realimentação a partir da localização do próprio processo. As condições do poço são normalmente hostis, especialmente quando fraturando ou quando, por exemplo, perfuração está tendo lugar. Além disto, mesmo quando o poço está completo existe uma necessidade que diversos testes e monitoramento tenham lugar, o que muitas vezes requer parar a produção e desenvolver ferramentas de registro com linha de cabo.

[009] É um objetivo da presente invenção fornecer sistemas e métodos melhorados de monitoramento furo abaixo.

[0010] De acordo com um primeiro aspecto da invenção, é fornecido um método de monitorar um processo de furo abaixo que compreende: interrogar uma fibra óptica arranjada ao longo do trajeto de um furo de poço para fornecer sensoriamento acústico distribuído; amostrar dados reunidos a partir de uma pluralidade de porções longitudinais de dita fibra; e processar ditos dados para fornecer uma indicação em tempo real dos sinais acústicos detectados por no mínimo uma porção de sensoriamento longitudinal de dita fibra.

[0011] Sensoriamento acústico distribuído (DAS) oferece uma forma

alternativa de sensoriamento com fibra óptica para sensores pontuais, pelo que, um único comprimento de fibra longitudinal é interrogado opticamente, usualmente por um ou mais pulsos de entrada, para fornecer sensoriamento substancialmente contínuo de atividade vibracional ao longo de seu comprimento. Pulsos ópticos são lançados na fibra e a radiação de retrodifusão a partir de dentro da fibra é detectada e analisada. Retrodifusão de Rayleigh é a mais usualmente detectada. Analisando a radiação de retrodifusão dentro da fibra, a fibra pode ser efetivamente dividida em uma pluralidade de porções de sensoriamento discretas que podem ser, porém não precisam ser contíguas. Dentro de cada porção de sensoriamento discreta, vibrações mecânicas da fibra, por exemplo, a partir de fontes acústicas, provocam uma variação na quantidade de radiação que é de retrodifusão a partir daquela porção. Esta variação pode ser detectada e analisada e utilizada para fornecer uma medida da intensidade de perturbação da fibra naquela porção de sensoriamento. Como utilizado nesta especificação, o termo “sensor acústico distribuído” será tomado para significar um sensor que compreende uma fibra óptica que é interrogada opticamente para fornecer uma pluralidade de porções de sensoriamento acústicas discretas distribuídas longitudinalmente ao longo da fibra, e acústica deve ser tomada para significar qualquer tipo de vibração mecânica ou onda de pressão, incluindo ondas sísmicas. O método pode, portanto, compreender lançar uma série de pulsos ópticos para dita fibra e detectar radiação Rayleigh retrodifundida pela fibra, e processar a radiação Rayleigh retrodifundida detectada para fornecer uma pluralidade de porções de sensoriamento discretas da fibra. Observar que como utilizado aqui, o termo óptico não está restrito ao espectro visível, e radiação óptica inclui radiação infravermelha e radiação ultravioleta.

[0012] O único comprimento de fibra é tipicamente fibra monomodo e é, preferivelmente, livre de quaisquer espelhos, refletores, gradeamentos ou (ausente qualquer estímulo externo) qualquer mudança de propriedades

ópticas ao longo de seu comprimento, isto é, ausente qualquer variação óptica projetada ao longo de seu comprimento. Isto fornece a vantagem que um comprimento não modificado, substancialmente contínuo, de fibra padrão pode ser utilizado, requerendo pouca ou nenhuma modificação ou preparação para utilização. Um sistema DAS adequado está descrito na GB2442745, por exemplo, cujo conteúdo é aqui com isto incorporado para referência. Tal sensor pode ser visto como um sensor completamente distribuído ou intrínseco, uma vez que ele utiliza a dispersão intrínseca processada inerente em uma fibra óptica, e assim distribui a função de sensoriamento através de todo o conjunto da fibra óptica.

[0013] Uma vez que a fibra não tem descontinuidades, o comprimento e arranjo de seções de fibra que correspondem a cada canal é determinado pela interrogação da fibra. Estas podem ser selecionadas de acordo com o arranjo físico da fibra e o poço que ela está monitorando, e também de acordo com o tipo de monitoramento requerido. Desta maneira, a distância ao longo da fibra, ou profundidade no caso de um poço substancialmente vertical, e o comprimento de cada sessão de fibra, ou resolução de canal, podem ser facilmente variados com ajustamentos no interrogador que mudam a largura do pulso de entrada e o ciclo de trabalho do pulso de entrada, sem quaisquer mudanças na fibra. Sensoriamento acústico distribuído pode operar com uma fibra longitudinal de 40 km ou mais em comprimento, por exemplo, solucionando dados sensoriados em comprimentos de 10 m. Em uma aplicação típica furo abaixo um comprimento de fibra de alguns quilômetros é usual, isto é, uma fibra corre ao longo do comprimento de todo o furo de sondagem e a resolução do canal das porções de sensoriamento longitudinais da fibra podem ser da ordem de 1 m ou de alguns metros. Como mencionado abaixo, a resolução espacial, isto é, o comprimento das porções de sensoriamento individuais da fibra, e a distribuição dos canais, pode ser variada durante a utilização, por exemplo, em resposta aos sinais detectados.

[0014] No método da presente invenção sensoramento acústico distribuído é aplicado para monitoramento de um processo de furo abaixo, para fornecer uma indicação em tempo real dos sinais acústicos a partir de no mínimo uma porção de sensoramento longitudinal da fibra na vizinhança do processo de furo abaixo. Uma indicação em tempo real é, como o termo é utilizado na presente especificação, uma indicação que é fornecida sem qualquer retardo significativo entre o sinal que é detectado pela fibra e a indicação que é gerada. Em outras palavras, a indicação é uma representação genericamente precisa dos sinais acústicos que estão sendo atualmente detectados pelo sensor acústico distribuído.

[0015] A pessoa versada irá apreciar que haverá, de maneira inerente, algum pequeno retardo envolvido na recepção da radiação de retrodifusão a partir da seção relevante de fibra, uma vez que a radiação deve viajar de volta a partir da parte relevante da fibra onde ocorre retrodifusão para o detector na extremidade da fibra. Além disto, haverá alguns pequenos retardos associados com operação do detector, amostragem dos dados e processamento dos dados, de modo a fornecer uma indicação das perturbações acústicas. Contudo, sensoramento DAS de acordo com a presente invenção pode fornecer uma indicação das perturbações acústicas detectadas pelas porções de sensoramento da fibra sem qualquer retardo significativo. Isto pode ser conseguido utilizando detectores e processadores comercialmente disponíveis. Em alguns arranjos as indicações de uma perturbação acústica podem ser geradas dentro de alguns segundos ou menos, da perturbação real da seção relevante da fibra, e podem ser geradas dentro de um segundo ou menos. Em alguns arranjos a indicação de perturbação acústica pode ser gerada dentro de algumas dezenas ou centenas de milissegundos ou menos (por exemplo, dentro de 500 milissegundos, sem milissegundos, 10 milissegundos ou menos, a partir da perturbação real).

[0016] Uma vez que o método fornece uma indicação em tempo real

dos sinais acústicos a partir de no mínimo uma porção de sensoriamento longitudinal da fibra, o método pode fornecer realimentação em tempo real relacionada à operação do processo de furo abaixo. A maior parte de processos furo abaixo irá resultar em perturbações acústicas que são geradas. Detectar as perturbações acústicas pode fornecer informação útil relativa à operação do processo. A indicação em tempo real de sinais acústicos pode revelar se existe um problema com o processo de furo abaixo. A indicação também pode ser utilizada como parte do controle do processo, por exemplo, fabricação do poço pode envolver perfurar uma seção de poço, fraturar a rocha ao redor das perfurações, e então inserir um tampão de isolamento para vedar aquela seção do poço enquanto outra seção é perfurada. Este processo pode ser repetido diversas vezes para perfurar diversas seções do poço. Depois que todas as perfurações estão completas é necessário perfurar os tampões de isolamento. Convencionalmente o processo de perfuração é realizado com apenas entendimento limitado de onde está a perfuração e como está indo o processo de perfuração. Enquanto perfurando qualquer tampão individual de isolamento, o processo de perfuração pode ser julgado apenas a partir de conhecimentos do que está acontecendo na cabeça do poço. A presente invenção pode ser utilizada para monitorar as seções de fibra na vizinhança da perfuração quando ela avança através do poço. As perturbações acústicas quando a broca está simplesmente passando através de uma seção vazia de poço serão diferentes daquelas geradas quando a broca está perfurando através de um tampão de isolamento, e assim uma indicação em tempo real das perturbações acústicas pode ser utilizada para controlar taxa ou progresso da broca, por exemplo, para determinar quando parar a broca quando ela está através de um tampão de isolamento. O método também pode ser utilizado para controlar a operação real do processo, por exemplo, a indicação acústica poderia ser utilizada para determinar ajustes necessários à operação de perfuração, por exemplo.

[0017] Sinais acústicos que correspondem a uma variedade de processos furo abaixo podem, de maneira útil, ser detectados de maneira vantajosa onde realimentação operacional pode alertar para um problema potencial e/ou permitir controle do processo. Como exemplos não limitativos, o método pode ser utilizado para monitorar qualquer um de colocação de carga de perfuração; disparo de carga de perfuração; fraturamento hidráulico; desenvolvimento de ferramenta ou aparelho; perfuração de tampões; e escoamento de produção.

[0018] Como mencionado acima, colocação de carga de perfuração envolve localizar uma ou mais cargas de perfuração no poço para perfurar seções do poço. Colocar uma carga de perfuração no poço pode envolver abaixar a carga abaixo de quaisquer seções verticais e possivelmente mover uma carga com um trator em qualquer seção horizontal. Em qualquer caso, as perturbações acústicas geradas na movimentação das cargas podem ser utilizadas para rastrear a localização das cargas no poço, e assim fornecer informação a respeito de se as cargas estão localizadas de maneira correta. Diversos outros processos de poço também envolvem colocar algum aparelho, por exemplo, uma ferramenta, no poço para realizar algum processo e novamente desenvolvimento correto do aparelho que está na localização correta, orientação e/ou arranjo geral, pode ser importante. O processo de desenvolver ferramentas pode ser monitorado utilizando o método da presente invenção e a indicação em tempo real dos sinais acústico gerados pelo desenvolvimento da ferramenta pode ser utilizada para determinar quando a ferramenta está desenvolvida de maneira correta.

[0019] O disparo de cargas de perfuração também pode ser monitorado. Perfurar uma seção particular de poço pode compreender disparar um número de cargas de perfuração a partir de uma coluna de tais cargas. Estas cargas podem ser disparadas em uma seqüência. Fornecer uma indicação em tempo real dos sinais acústicos gerados durante disparo de uma

carga de perfuração pode permitir identificação de problemas associados com perfuração, tais como o disparo incorreto de uma carga, localização incorreta e/ou orientação incorreta de uma carga, perfuração insuficiente, por exemplo, a intensidade do sinal em diversas localizações pode indicar a quantidade de energia transmitida para a rocha circundante, ou problemas com o revestimento de poço (por exemplo, perturbações acústicas depois do evento de perfuração inicial que indicam colapso de uma seção de revestimento de poço ou do cimento circundante). Isto pode permitir que a localização ou a orientação da coluna de carga seja variada antes de outro disparo ou resultar na série de perfuração ser terminada para permitir investigação adicional ou correção posterior.

[0020] Em alguns poços fraturamento hidráulico é realizado depois de perfuração para fraturar a rocha e fornecer trajeto de escoamento para o petróleo ou gás para o poço. Fraturamento hidráulico envolve forçar o fluido para o interior do furo de poço sob pressão. O fluido tipicamente contém material sólido conhecido como agente de escoramento, que é adicionado para manter as fraturas abertas. O método da presente invenção pode ser realizado durante o tempo em que fluido e agente de escoramento estão sendo forçados para abaixo no furo de poço, e pode fornecer uma indicação em tempo real do que está acontecendo abaixo no poço. Isto pode permitir ao operador ajustar parâmetros de escoamento, interromper o escoamento, ou adicionar material sólido adicional quando necessário com base nos dados a partir do sensor DAS.

[0021] Uma vez que a formação do poço esteja completada, escoamento de produção pode ser iniciado. O escoamento de petróleo ou gás dentro do poço também pode ser monitorado utilizando o método da presente invenção. Escoamento de entrada de fluido, isto é, petróleo ou gás para o interior da tubulação de produção, e escoamento de fluido petróleo ou gás dentro da tubulação de produção, irá gerar perturbações acústicas que podem

ser monitoradas. A indicação em tempo real de sinais acústicos pode indicar onde escoamento de entrada de produção é máximo e/ou pode identificar quaisquer problemas, tais como escoamento fora da tubulação de produção, ou peneiras/filtros bloqueados. Monitoramento de escoamento pode, portanto, destacar quaisquer problemas que podem resultar em escoamento ser parado temporariamente para enfrentar o aspecto. Também a indicação em tempo real pode fornecer realimentação para ajustar diversos parâmetros de controle, tal como operação de bombas, ou similar.

[0022] Em geral, contudo, quaisquer processos de poço em andamento, e especialmente quaisquer processos onde os parâmetros do processo podem ser variados durante o processo, podem se beneficiar do método da presente invenção.

[0023] A fibra óptica é preferivelmente localizada dentro do furo de poço a ser monitorado. Em um arranjo a fibra óptica corre ao longo do exterior da parede do revestimento de poço, embora a fibra possa, em algumas modalidades, ser arranjada para correr dentro do revestimento. A fibra óptica pode ser ligada ao revestimento de poço quando ela é inserida no furo de poço, e se no exterior do revestimento, em seguida cimentada no lugar naquelas seções do poço que são cimentadas.

[0024] A fibra óptica poderia também ser desenvolvida dentro do revestimento. A fibra poderia ser ligada ao interior da parede do revestimento, por exemplo, mantida no lugar por grampos ou suspensa por um suspensor adequado no interior do revestimento. Qualquer ligação adequada para o interior do revestimento poderia ser empregada. Para monitoramento de escoamento de produção, um cabo poderia ser ligado ao, ou parte da coluna de produção inserida dentro do revestimento.

[0025] A fibra, portanto, segue o encaminhamento genérico do furo de poço e pode se estender por todo o comprimento do revestimento do furo de poço. Para monitorar um processo que é localizado em uma seção

particular do furo de poço a fibra preferivelmente se estende no mínimo tão afastada para o interior do furo de poço quanto à região na qual o processo particular está sendo realizado. Durante desempenho do processo, a fibra pode, portanto, ser interrogada para fornecer uma ou preferivelmente uma pluralidade de porções de sensoriamento acústico na vizinhança do processo (que, para escoamento de produção, por exemplo, pode compreender todo o comprimento do poço). As porções de sensoriamento de interesse podem, genericamente, ser conhecidas a partir de um conhecimento do comprimento ao longo da fibra, e daí do poço, ou podem ser determinadas durante desempenho real do processo a partir de um desempenho precedente do processo. Por exemplo, quando perfuração é realizada, o método pode compreender monitorar as perturbações acústicas na fibra geradas pela etapa de perfuração. As perturbações acústicas durante perfuração podem ser utilizadas para determinar as porções da fibra que correspondem às localizações de perfuração. Por exemplo, porções da fibra que apresentam a intensidade de perturbação acústica máxima durante perfuração podem corresponder à localização onde as cargas de perfuração dispararam.

[0026] Em alguns casos, contudo, o método pode envolver um sensor DAS desenvolvido em um furo de sondagem que é diferente daquele no qual o processo de furo abaixo está sendo realizado. Este sensor DAS pode ser em adição a um desenvolvido dentro do furo de sondagem onde o processo está sendo realizado e os dados a partir de todos os sensores podem ser utilizados para fornecer a indicação em tempo real. Os dados a partir de dois sensores podem ser correlacionados para fornecer informação de posição mais precisa, por exemplo. Em algumas modalidades, contudo, somente um sensor DAS em um furo de sondagem diferente pode estar disponível, por exemplo, um sensor em um furo de sondagem de observação ou um poço existente. O sensor DAS em um furo de poço diferente pode se apoiar em uma fibra que foi instalada de maneira permanente, tal como cimentada no exterior do

revestimento de um poço existente. Contudo, em alguns casos, se tal sensor não está disponível, pode ser desejável desenvolver um sensor desenvolvendo uma fibra para abaixo de outro furo de poço pela duração do processo que está sendo monitorado. Em alguns arranjos a fibra óptica pode ser desenvolvida juntamente com outras ferramentas ou aparelhos, por exemplo, um aparelho de registro com linha de cabo. Tais aparelhos podem já incluir uma fibra óptica que em utilização é desenvolvida entre a ferramenta e a cabeça de poço para comunicação. O sensor DAS poderia ser implementado utilizando uma tal fibra - seja como uma fibra redundante ou multiplexando comunicações e interrogações DAS por meio de tempo ou comprimento de onda, por exemplo. A utilização de um sensor DAS desenvolvido como parte de uma ferramenta de registro com linha de cabo pode ser utilizada no furo de sondagem de interesse, porém, de maneira clara isto pode limitar os processos que podem ser monitorados e, potencialmente, a extensão do furo de poço que é monitorada. Assim, um cabo que é desenvolvido substancialmente ao longo do comprimento do furo de poço e que não interfere com a formação ou operação do poço é preferido para um furo novo.

[0027] Utilizar dados a partir de um sensor desenvolvido em um furo de sondagem que é diferente daquele no qual o processo de furo abaixo está sendo realizado, pode ser utilizado para monitorar perfuração de um novo poço. Enquanto um novo furo de sondagem esteja sendo perfurado, não haverá ainda uma fibra no lugar para monitorar o processo de perfuração. Neste caso, uma fibra em no mínimo um poço existente pode ser monitorada para monitorar o processo de perfuração. Isto pode ser simplesmente para soar um alarme se os sinais indicarem que o novo furo de sondagem está chegando muito próximo do poço existente, ou pode realmente permitir que o progresso do processo de perfuração seja monitorado.

[0028] A indicação em tempo real de sinais acústicos pode compreender um sinal audível que representa os sinais acústicos detectados

por no mínimo uma porção longitudinal da fibra na vizinhança do processo de furo abaixo. Em outras palavras, os sinais acústicos a partir de uma ou mais seções relevantes de fibra podem ser tocados em um dispositivo de áudio adequado. Isto irá proporcionar ao pessoal que controla o processo realimentação audível do que está acontecendo realmente abaixo no furo de poço.

[0029] Por exemplo, se o método está sendo empregado para monitorar o processo de perfuração, por exemplo, perfuração de um tampão de isolamento, as perturbações acústicas a partir de uma seção de fibra na vizinhança da broca podem ser tocadas em um dispositivo de áudio. Quando a broca move através do poço a seção de fibra a partir da qual o sinal de áudio é derivado pode ser trocado de acordo. O toque audível irá efetivamente permitir ao operador escutar o som da broca a despeito do fato que ela pode estar profundamente subterrânea em um ambiente hostil. Escutar o som da broca irá permitir a determinação de quando a broca encontra o tampão de isolamento e quando a broca sai do tampão de isolamento. Além disto, o toque de áudio em tempo real pode fornecer indicação mais cedo de quaisquer problemas encontrados durante perfuração, e pode também permitir uma identificação da natureza do problema.

[0030] Durante fraturamento hidráulico, o escoamento de fluido e agente de escoramento irá criar um sinal de ruído de fundo e fraturas serão sinais transientes de intensidade relativamente elevada que irão soar como estalidos para os operadores. Um operador que escuta os sinais produzidos por um canal acústico da fibra próximo ao local de perfuração individual estará, portanto, dotado de uma realimentação de áudio em tempo real do escoamento de fluido agente de escoramento e de qualquer fraturamento resultante que ocorra no local de fratura.

[0031] Como mencionado, as condições abaixo de um furo de poço profundo podem ser muito hostis, e especialmente durante as etapas de

fabricar o poço. Portanto, colocação de um sensor específico abaixo no furo de poço enquanto diversos processos de furo de poço estão realmente sendo realizados, não tem sido prático até aqui. O método da presente invenção utiliza uma fibra óptica que pode ser localizada no exterior do revestimento de poço para fornecer um sensor furo abaixo no furo de poço durante o processo de furo abaixo.

[0032] Em adição a, ou como uma alternativa a fornecer um toque de áudio, a indicação em tempo real pode compreender uma indicação da intensidade de sinais acústicos detectados por no mínimo uma porção de sensoramento longitudinal da fibra na vizinhança do processo de furo abaixo. A intensidade de um ou mais canais selecionados, isto é, seções de fibra de interesse, pode ser apresentada em um mostrador adequado.

[0033] Existem diversos métodos nos quais a intensidade dos canais selecionados pode ser apresentada. Por exemplo, o mostrador pode mostrar para cada canal a intensidade de corrente, intensidade máxima e/ou uma intensidade média dos sinais acústicos sobre um período de tempo pré-definido ou selecionado em um arranjo de tipo histograma. Adicionalmente ou alternativamente, a indicação em tempo real pode compreender uma plotagem em cascata que representa intensidade por meio de cor ou escala de cinza e plotagem e que plota intensidade para cada canal contra tempo.

[0034] O método também pode proporcionar realizar análise de frequência nos dados, e a indicação em tempo real pode compreender uma indicação da frequência de sinais acústicos detectados por no mínimo uma porção longitudinal da fibra na vizinhança do processo de furo abaixo. A indicação de frequência pode compreender uma plotagem de tipo histograma de corrente, frequência máxima ou média contra canal, e/ou uma plotagem de tipo cascata com frequência representada por cor ou escala de cinza, tal como descrito acima. Adicionalmente ou alternativamente, a indicação pode compreender uma indicação da intensidade dentro de uma banda de

frequência particular, e o método pode envolver dividir os dados a partir das porções de sensoriamento longitudinal da fibra para a uma ou mais bandas espectrais. Em outras palavras, os dados podem ser filtrados de modo a incluir somente perturbações acústicas com uma frequência dentro da faixa de frequência da banda particular. Analisar os dados por meio de banda espectral pode indicar mais claramente a diferença acústica entre diversos canais em algumas situações.

[0035] Apresentando a intensidade e/ou frequência dos canais selecionados um operador pode ser capaz de determinar se existe qualquer atividade significativa em qualquer canal particular. Para detectar a localização de uma ferramenta ou carga de perfuração dentro do furo de poço, as perturbações criadas pelo movimento da ferramenta/carga podem ser monitoradas observando a intensidade de diversos canais.

[0036] Durante perfuração de um tampão de isolamento, por exemplo, uma perturbação acústica em uma frequência particular, ou dentro de uma banda de frequência particular, pode ser esperada devido à operação da broca. Monitorar àquela frequência ou banda de frequência pode fornecer uma indicação de localização da broca e/ou desempenho da broca.

[0037] Fornecer uma indicação audível dos dados a partir do sensor DAS e/ou fornecer uma indicação da intensidade e/ou frequência dos dados, fornece dados de realimentação úteis que podem ser gerados rapidamente sem uma sobrecarga excessiva de processamento.

[0038] Em adição ou alternativamente, contudo, a etapa de processar ditos dados pode compreender analisar os dados para detectar um evento de interesse, e a indicação em tempo real pode compreender uma indicação de que dito evento foi detectado. Um evento de interesse pode ser um evento definido que pode ser esperado na operação normal do processo, ou um evento que indica um problema com o processo. Detecção de um evento de interesse pode compreender analisar os dados para no mínimo uma

característica acústica predefinida. Um evento de interesse pode ter no mínimo uma característica acústica distinta associada com o evento. Por exemplo, o evento pode compreender um ou mais de um padrão particular de intensidade e/ou de frequência. Esta característica acústica pode atuar como uma impressão digital acústica, de tal modo que detectar a característica seja indicativo que o evento particular ocorreu. O método pode, portanto, compreender analisar os dados para detectar a presença de tal característica acústica. A indicação em tempo real pode, portanto, compreender uma indicação de se ou não um evento de interesse ocorreu.

[0039] O método pode ainda compreender a etapa de ajustar parâmetros de interrogação para variar as porções de fibra a partir das quais dados são amostrados. Em outras palavras, o método pode envolver amostrar a partir de um primeiro conjunto de porções de sensoriamento longitudinais em um primeiro momento, e então amostrar a partir de um segundo conjunto de diferentes porções de sensoriamento longitudinais em um segundo momento. Uma seção de fibra que corresponde a uma das porções de sensoriamento longitudinal do primeiro conjunto pode compreender porções de duas porções longitudinais de fibra do segundo conjunto. A dimensão das porções de sensoriamento longitudinal de fibra no primeiro conjunto e no segundo conjunto pode ser diferente. Os parâmetros de interrogação podem ser variados de maneira adaptável em resposta aos dados acústicos gerados. Por exemplo, toda a fibra poderia ser monitorada durante escoamento de produção utilizando uma primeira dimensão de porção longitudinal, por exemplo, seções de 20 m. Se uma mudança significativa em sinal ocorre de maneira súbita em uma localização particular do poço, os parâmetros de interrogação poderiam ser mudados para reduzir a dimensão das porções de sensoriamento para seções de 1 m, quer dizer, para fornecer uma resolução mais fina. Neste caso, contudo, a resolução mais fina poderia somente ser requerida na região junto à localização de interesse. Assim, somente os

retornos de próximo da localização de interesse seriam necessários ser processados. Isto poderia reduzir a quantidade de processamento requerida para manter dados em tempo real.

[0040] Como mencionado acima, o método fornece dados em tempo real que podem ser utilizados em um método para controlar um processo de furo abaixo. Tal método de controle pode compreender: realizar o processo de furo abaixo; monitorar o processo de furo abaixo utilizando o método descrito acima; e ajustar a operação do processo como apropriado em resposta à indicação de tempo real de sinais acústicos. Os parâmetros de processo podem ser ajustados por um operador em resposta à dita indicação ou, em alguns arranjos, no mínimo um parâmetro do processo de furo abaixo pode ser ajustado automaticamente em resposta à indicação em tempo real.

[0041] Em outro aspecto, a presente invenção é relativa a um produto de programa de computador que, quando operado em um computador programado de maneira adequada ou processador conectado a ou configurado dentro de um controlador para um interrogador óptico ou uma fibra óptica de furo abaixo, realiza o método descrito acima.

[0042] Em outro aspecto, a presente invenção fornece um método de operação de furo abaixo que compreende: realizar um processo de furo abaixo; receber realimentação de dados acústicos em tempo real a partir de um sensor acústico distribuído furo abaixo relativa à operação de dito processo; e controlar dito processo de furo abaixo com base em dita realimentação de dados acústicos. O método, assim, é relativo a controle de processos furo abaixo, com base em dados em tempo real relativos a sinais acústicos a partir de um sensor DAS furo abaixo. O método deste aspecto da invenção tem todas as vantagens e pode ser utilizado em todas as mesmas modalidades como descrito acima.

[0043] A invenção também é relativa a um sistema para monitorar um processo de furo abaixo, dito sistema compreendendo um interrogador óptico

de fibra, adaptado para fornecer sensoramento acústico distribuído sobre uma fibra óptica arranjada ao longo do trajeto de um furo de poço; um amostrador arranjado para amostrar uma pluralidade de saídas de canal a partir de dito interrogador para fornecer dados acústicos em tempo real a partir de uma pluralidade de porções longitudinais de dita fibra; e um dispositivo de interface configurado para dar saída a uma indicação em tempo real dos sinais acústicos detectados por no mínimo uma porção de sensoramento longitudinal de dita fibra. O sistema de acordo com este aspecto da invenção também se beneficia de todas as vantagens, e novamente pode ser implementado em todas as modalidades como descrito acima em relação a outros aspectos da invenção.

[0044] Em particular, o dispositivo de interface pode compreender um dispositivo de áudio para produzir um sinal audível com base nos sinais acústicos detectados por no mínimo uma porção longitudinal da fibra na vizinhança do processo de furo abaixo e/ou o dispositivo de interface compreende um dispositivo de exibição e no qual dita na qual indicação em tempo real compreende uma indicação da intensidade de sinais acústicos detectados por no mínimo uma porção de sensoramento longitudinal da fibra na vizinhança do processo de furo abaixo.

[0045] O sistema de monitoramento pode compreender parte de um sistema de controle para controlar um processo de furo abaixo que ainda compreende um controlador para controlar parâmetros de processo, no qual o controlador responde à indicação em tempo real gerada por dito sistema de monitoramento para controlar ditos parâmetros de processo.

[0046] Em geral a invenção é relativa à utilização de sensoramento acústico distribuído para fornecer realimentação em tempo real para o operador de um processo de furo abaixo dos sinais acústicos gerados por dito processo de furo abaixo.

[0047] A invenção se estende a métodos, aparelhos e/ou utilização,

substancialmente como aqui descritos com referência aos desenhos que acompanham.

[0048] Qualquer característica em um aspecto da invenção pode ser aplicada a outros aspectos da invenção, em qualquer combinação apropriada. Em particular, aspectos do método podem ser aplicados a aspectos de aparelho, e vice-versa.

[0049] Além disto, características implementadas em hardware podem, genericamente, ser implementadas em software, e vice-versa. Qualquer referência a características de software e hardware aqui deveriam ser consideradas de maneira consequente.

[0050] Características preferidas da presente invenção serão descritas agora puramente à guisa de exemplo, com referência aos desenhos que acompanham, nos quais:

A figura 1 mostra aparelho para monitorar um poço utilizando DAS;

A figura 2 ilustra a saída do sistema da figura 1;

A figura 3 é uma representação esquemática de um evento de perfuração como monitorado por uma modalidade da presente invenção;

A figura 4 ilustra etapas de detecção sísmica e de parametrização para monitoramento de fratura; e

A figura 5 mostra os resultados de monitoramento de escoamento de entrada que foi aprimorado utilizando estatísticas de variância.

A figura 6 ilustra uma modalidade de um interrogador; e

A figura 7 mostra um exemplo de uma plotagem de tipo histograma de indicação em tempo real de sinais acústicos detectados.

[0051] Um cabo de fibra óptica 102 é incluído ao longo do trajeto de um poço, o qual no presente exemplo é um poço de gás, e pode ser na costa ou costa afora. O poço é formado, no mínimo em parte, por um revestimento de produção metálico 104 inserido em um furo de sondagem 106, com o

espaço entre a parede exterior do revestimento e o furo sendo preenchido com cimento 108 no exemplo presente. O revestimento de produção pode ser formado de diversas seções unidas juntas, e em certos casos as seções terão diâmetros diferentes. Desta maneira, o diâmetro do revestimento é capaz de estreitar gradualmente no sentido do fundo do poço. Como pode ser visto na figura 1, neste exemplo a fibra passa através do enchimento de cimento e é de fato presa ao exterior do revestimento metálico. Foi descoberto que uma fibra óptica que é restringida, por exemplo, neste caso, passando através do enchimento de cimento, apresenta uma resposta acústica diferente para certos eventos em relação a uma fibra que não é restringida. Uma fibra óptica que é restringida pode fornecer uma resposta melhor do que uma que é não restringida e assim, pode ser benéfico para assegurar que a fibra é restringida pelo cimento. A diferença em resposta entre fibra restringida e não restringida também pode ser utilizada como um indicador de dano ao cimento, o que pode ser vantajoso e será descrito mais tarde.

[0052] A fibra se salienta a partir da cabeça de poço e é conectada a uma unidade interrogadora/processadora 112. A unidade interrogadora injeta luz para o interior da fibra e sensoria a retrodifusão ao longo do comprimento da fibra. A forma particular da luz de entrada e capacidade de amostragem/processamento da unidade permite saída simultânea de diversos canais de dados, cada canal correspondendo a dados acústicos sensoriados ao longo de uma seção particular da fibra a uma distância particular ao longo da fibra. Embora a unidade processadora seja mostrada aqui como um único item, hardware pode ser dividido entre, por exemplo, uma caixa interrogadora que fornece uma saída de dados brutos alimentando um PC ou computador portátil para fornecer a capacidade de processamento de dados.

[0053] A figura 6 ilustra a operação da unidade interrogadora 112. Um módulo laser 601 é acoplado opticamente à fibra óptica 102 por um dispositivo de acoplamento óptico adequado (não mostrado). O módulo laser

transmite pulsos ópticos de uma duração e frequência definidas para a fibra, por exemplo, como descrito na GB 2442745, pares de pulsos que têm uma diferença de frequência definida podem ser transmitidos para a fibra. Radiação de retrodifusão é acoplada ao módulo fotodetector 602 que detecta a radiação Rayleigh que foi retrodifundida dentro da fibra. Como ensinado na GB 2442745, radiação na diferença de frequência dos impulsos transmitidos pode ser detectada.

[0054] Os dados a partir do módulo fotodetector 602 podem ser passados para um módulo de filtro 603 que pode filtrar os dados para as frequências acústicas de interesse. O módulo de filtro 603 pode, por exemplo, compreender um filtro passa alto. Os dados podem ser então passados para um módulo FFT 604 para realizar uma FFT antes de serem passados para um módulo processador 605 para gerar a indicação em tempo real.

[0055] Utilizar componentes comercialmente disponíveis em tal interrogador é possível para fornecer uma indicação das perturbações acústicas (que incluem, para as finalidades desta especificação, qualquer tipo de vibração ou perturbações mecânicas tal como ondas de pressão e sísmicas) encontradas a partir de cada um de no mínimo 4000 canais separados em tempo real. Contudo, em algumas aplicações, dados podem somente ser de interesse a partir de um subconjunto de todos os canais disponíveis da fibra. Portanto, o interrogador pode ser arranjado para processar dados a partir de somente os canais relevantes. Isto pode reduzir a quantidade de processamento requerido e reduzir, assim, quaisquer retardos de processamento.

[0056] Quando o aparelho é arranjado para fornecer uma indicação em tempo real dos sinais acústicos para um operador ou controlador de um processo, a indicação em tempo real fornecida pode ser visível por meio de um dispositivo de exibição 607, ou audível por meio de um dispositivo de áudio 606, ou ambos, e pode, por exemplo, ser fornecida para uma sala de

controle por meio de um dispositivo móvel em uma estação de controle.

[0057] Um exemplo do tipo de saída de dados possível a partir do arranjo das figuras 1 e 6 está mostrado na figura 2. Aqui o número de canal (porção de sensoriamento longitudinal) (e daí profundidade para poços substancialmente verticais) está apresentado ao longo do eixo y com zero representando o canal o mais próximo da superfície. 400 canais estão mostrados. Tempo é apresentado ao longo do eixo x para fornecer uma plotagem em cascata que é renovada de maneira contínua quando novos dados são tornados disponíveis. Intensidade de energia detectada é mostrada como cor ou escala de cinza na plotagem superior 202 utilizando uma escala mostrada à direita para fornecer uma visualização em 2D da distribuição de energia acústica ao longo de todo o comprimento sensoriado da fibra em cada um de uma série de instantes no tempo.

[0058] Este tipo de plotagem em cascata pode permitir ao operador ver em uma olhada onde existe atividade acústica significativa dentro do furo de poço. Ele também irá fornecer uma indicação clara de quaisquer mudanças significativas em perturbações acústicas. Por exemplo, considere que todo o poço está relativamente quieto experimentando somente o ruído de fundo. Um aumento sustentado em atividade acústica a partir de um ou mais canais será mostrado por uma mudança de cor contra o fundo relativamente quieto. Isto por si mesmo será informação útil que alguma coisa mudou. Se a perturbação aumentada continua, e na mesma localização, a plotagem em cascata irá começar a mostrar uma linha horizontal de atividade aumentada. Se, contudo, a localização da perturbação move, então os canais relevantes afetados também irão mudar e aí a plotagem em cascata irá mostrar uma linha inclinada. Se existe um evento súbito que afeta diversos canais, porém para, haverá uma linha vertical. A plotagem em cascata, portanto, fornece uma indicação visual muito útil dos eventos acústicos que acontecem abaixo no poço.

[0059] Dependendo da profundidade do poço e da dimensão dos canais acústicos, pode não ser possível apresentar cada canal individualmente em uma plotagem por toda a extensão do poço. Por exemplo, um furo de poço de 5 quilômetros de comprimento, interrogado com canais de 2 m de comprimento, digamos irá poderia produzir 2500 canais separados. Quando apresentando toda a extensão do poço os canais podem ser agrupados juntos e a intensidade média de perturbações apresentada. Contudo, um operador pode ser capaz de seleccionar qualquer seção de poço e ver uma plotagem em cascata em resolução mais fina para a área, eventualmente abaixo até uma plotagem em cascata que mostra canais individuais.

[0060] Tanto quanto apresentar a intensidade acústica genérica detectada, pode ser útil em alguns casos detectar eventos acústicos transientes, especialmente para processos tais como perfuração e fraturamento. Também pode ser útil realizar alguma análise de frequência. A plotagem central 204 mostrada na figura 2 mostra os mesmos dados depois de sofrerem detecção transiente como será explicado em maior detalhe abaixo e a plotagem inferior 206 mostra a frequência dos transientes detectados de acordo com a escala à direita da plotagem. Nas plotagens média 204 e inferior 206, profundidade desde 0 até 4.000 m é representada no eixo y com tempo a partir de 0 até 100000s no eixo x. O arranjo é tal que dados estão disponíveis a partir de todos os canais em cada período de amostra embora, como mencionado, um operador possa seleccionar um ou mais subconjuntos de canais para apresentação e/ou o processador de dados pode apresentar automaticamente um subconjunto de interesse em resposta a certas condições.

[0061] Em adição a uma plotagem de tipo cascata pode ser útil que uma indicação em tempo real compreenda uma plotagem tipo histograma tal como mostrado na figura 7. Uma plotagem do tipo histograma pode ser utilizada para apresentar a intensidade de cada canal ou, dependendo da escala de apresentação, a intensidade média de grupos de canais. Alternativamente, o

mesmo arranjo pode ser utilizado para apresentar a frequência de cada canal ou grupos de canais. Em alguns arranjos o histograma pode ser limitado a apresentar a intensidade em uma frequência acústica particular ou faixa de frequência ou, alternativamente a frequência de sinais dentro de uma certa faixa de intensidade.

[0062] Fazendo referência ao exemplo de plotagem 701 mostrado na figura 7, pode ser visto claramente que os canais na área 702 estão apresentando uma intensidade maior do que os níveis de ruído ambiente detectados pela maior parte dos outros canais. Além disto, os canais na área 703 estão também experimentando perturbações acústicas. Onde tal plotagem obtida durante um processo que é conduzido na área 702, tal como fraturamento, isto poderia ser uma indicação de que algo inesperado está ocorrendo na área 703 e ser indicativo de um problema. Contudo, se um processo fosse esperado resultar em uma perturbação em ambas as áreas 702 e 703, tal como escoamento de entrada a partir de locais de perfuração separados, a diferença relativa em intensidade poderia indicar condições desiguais. Por exemplo, uma peneira de areia na localização 703 poderia estar quase totalmente bloqueada.

[0063] Será, portanto, claro que fornecer estes tipos de indicação visual em tempo real pode fornecer realimentação real do que está acontecendo atualmente abaixo no poço quando o processo está sendo realizado.

[0064] Em adição a fornecer uma apresentação visível, por exemplo, em uma sala de controle ou similar, um canal acústico particular pode ser selecionado para toque audível. Em outras palavras, o operador pode ouvir os sinais detectados por uma seção particular de fibra. Em essência a seção relevante da fibra atua como um microfone. A capacidade para escutar em tempo real sinais em uma seção de poço profundo subterrânea durante diversos processos de poço, acredita-se ser inovadora. Ouvindo os sinais

detectados o operador pode obter uma sensação para o processo e como ele está progredindo. Trocando entre diversos canais em diferentes localizações de um processo que está ocorrendo em vários locais, o operador pode determinar se existem diferenças significativas nos diversos locais e/ou se quaisquer mudanças nos parâmetros de processo tiveram qualquer efeito significativo.

[0065] Por exemplo, durante o processo de perfurar tampões de isolamento, o operador de broca pode escutar os canais próximo à broca. O canal acústico pode rastrear o progresso da broca abaixo no poço, seja automaticamente ou por meio de seleção do operador. Quando a broca encontra o tampão de isolamento o som da operação de perfuração pode ser transferido para o operador que terá então alguma indicação de como o processo de perfuração está indo, e quem pode ser capaz de ajustar a operação da broca de acordo.

[0066] Em adição a fornecer a realimentação audível e/ou visual com relação aos sinais acústicos detectados durante o processo de furo abaixo, os sinais acústicos a partir de alguma ou de todas as porções de sensoriamento da fibra de sensoriamento podem ser analisados para sinais que são característicos de um evento de interesse. Como a pessoa versada estará consciente, análise de assinaturas acústicas pode ser realizada para detectar assinaturas acústicas que são representativas de alguns eventos especificados. A análise de assinatura acústica pode compreender analisar a evolução do sinal a partir de uma porção de sensoriamento longitudinal da fibra contra uma assinatura conhecida. Em algumas modalidades os sinais a partir de mais do que uma porção de sensoriamento adjacente da fibra pode ser analisados juntamente para detectar uma característica particular. Se uma característica de um evento de interesse é detectada, então um alarme ou alerta pode ser gerado para um operador.

[0067] Embora a discussão acima tenha se concentrado em fornecer

realimentação para um operador humano, em algumas modalidades a indicação em tempo real pode ser utilizada para controlar de maneira automática no mínimo alguns parâmetros do processo de furo abaixo. Fazendo referência novamente à figura 6, o módulo processador 605 pode ser arranjado para fornecer a indicação em tempo real a uma unidade de controle 608 para controlar, no mínimo, um aspecto do processo de furo abaixo. O controlador 608 pode ser simplesmente uma unidade de tipo corte ou parada de emergência para parar o processo se um problema for detectado, porém em outras modalidades o controlador ajusta parâmetros do processo em utilização e a indicação em tempo real a partir do módulo processador 605 é utilizada em uma malha de realimentação.

[0068] Em algumas modalidades as características de interrogação podem ser mudadas em resposta ao módulo processador de dados em tempo real 605 que pode fornecer um sinal de controle para um módulo laser 601. Por exemplo, durante monitoramento de escoamento, quando o poço está em utilização os canais podem ser de uma primeira dimensão seja 20 m, por exemplo, e todos os canais do furo de poço (digamos 250 para um poço de 5 km) podem ser analisados. Se uma mudança significativa é detectada em qualquer canal, a dimensão dos canais pode ser reduzida, por exemplo, para 1 m ou assim, e os 250 canais na vizinhança do evento analisados para fornecer uma resolução mais fina.

[0069] É proposto utilizar o sistema descrito acima para monitorar diversos processos furo abaixo, inclusive colocação de aparelhos, disparo de carga de perfuração, fraturamento, perfuração de tampão de isolamento, escoamento de fluido, por exemplo. Em adição, o sistema pode fornecer monitoramento genérico de condição e, em alguns arranjos, pode também permitir comunicação com sensores furo abaixo.

Localização de aparelho

[0070] O método pode compreender utilizar um sensor DAS para

monitorar o processo de localizar aparelho dentro do furo de poço, por exemplo, para corrigir desenvolvimento de um tampão de isolamento, uma medição ou outra ferramenta ou para corrigir localização de cargas de perfuração.

[0071] Em poços verticais a ferramenta pode ser abaixada para o interior do poço até que um certo comprimento de cabo tenha sido desenvolvido e a quantidade de cabo utilizada como uma medida da posição no poço. Em poços com seções horizontais, um dispositivo trator pode ter que ser desenvolvido no poço para mover o aparelho para a posição. Novamente, um comprimento de cabo ligado ao aparelho pode ser utilizado para determinar a localização.

[0072] Monitorando o desenvolvimento do aparelho, a localização pode ser fornecida de maneira independente observando as perturbações acústicas provocadas pelo desenvolvimento do aparelho, isto é, detectando os sons feitos pelo aparelho batendo contra as paredes do revestimento, por exemplo, ou o som feito pela unidade trator no revestimento. Estas perturbações podem ser detectadas como eventos relativamente intensos que ocorrem, em particular, na porção de sensoriamento particular da fibra com a porção de sensoriamento relevante da fibra fornecendo outra maneira de determinar a posição da ferramenta. Um dispositivo trator pode também ser detectável em uma frequência característica associada com a unidade de energia, por exemplo.

[0073] A progressão do aparelho poderia, portanto, ser monitorada em um diagrama de cascata apropriado para a seção relevante do poço, e o desenvolvimento interrompido quando a localização desejada é alcançada.

Disparo de carga de perfuração

[0074] Em uma modalidade da presente invenção um sensor DAS é utilizado para monitorar eventos de perfuração. Monitorar o evento de perfuração pode servir no mínimo a duas finalidades distintas. Primeiramente,

localização da perfuração pode ser determinada. Pode ser difícil controlar exatamente a direção da perfuração em um furo de sondagem e, detectar assim a localização da perfuração pode ajudar no controle e planejamento de outras perfurações. Também a assinatura acústica do evento de perfuração pode ser comparada com certas características esperadas para determinar se a perfuração ocorreu de maneira satisfatória. Uma coluna de cargas de perfuração pode ser localizada em uma seção particular de poço, e disparada em uma seqüência. Fornecendo realimentação em tempo real relacionada às perturbações acústicas quando uma ou mais cargas de perfuração são disparadas, o operador do disparo de perfuração pode ser capaz de ajustar a localização da próxima carga, disparar um tipo diferente de carga, interromper o processo de perfuração para lidar com um problema, ou ter realimentação satisfatória quanto ao processo dever ser continuado como planejado. A capacidade para detectar eventos de tipo perfuração será descrita mais tarde.

[0075] Em adição a monitorar a própria perfuração, um evento de perfuração é um evento de energia relativamente elevada, que excita de maneira acústica uma grande proporção do furo de poço, isto é, o revestimento, o cimento, e quaisquer tampões de isolamento já no lugar, etc. A resposta acústica a um evento de perfuração permite que um perfil acústico do furo de poço seja coletado e acessado.

[0076] Dados acústicos são amostrados entre 0,2 Hz e 20 kHz sobre o comprimento do furo perfurado durante um evento de perfuração. A energia presente em cada canal é monitorada por qualquer de um filtro passa-banda e então um cálculo de energia rms ou realizando uma FFT e adicionando energia entre uma banda de frequência superior e inferior (tipicamente 512 pt FFT, 50% superposta, filtrada entre 300 e 6kHz se a taxa de amostragem for prática). Um sistema de dados em 2D de energia detectada para tempo e profundidade (ou posição) pode ser produzido.

[0077] Processamento adicional do sistema de dados identificando

picos revela que o sinal de perfuração impulsivo se propaga para cima e para baixo no revestimento de poço, bem como na rocha. Uma plotagem de energia como descrita acima pode, portanto, ser produzida, e um traçado pode ser identificado rastreando o progresso do pulso, como mostrado na figura 3.

[0078] O gradiente do traçado identificável pode ser medido uma vez que ele é a taxa na qual a energia está se propagando através do revestimento de poço. Isto fornece uma medida da taxa de transmissão no meio. Isto pode ser utilizado para indicar áreas do revestimento de poço que são diferentes devido às mudanças de sua taxa de transmissão. Isto poderia indicar um problema com a ligação do revestimento ou aspectos estruturais no próprio revestimento.

[0079] Um algoritmo de rastreamento automatizado poderia ser utilizado para calcular a taxa deste traçado de energia e determinar áreas onde a taxa muda.

[0080] O algoritmo proposto pode trabalhar na suposição que o evento de interesse é muito maior do que o estado normal do poço, de modo que o pico em energia identificado como o evento de perfuração pode ser identificado de maneira confiável. Então o pico pode ser associado durante sucessivas estruturas de tempo com uma taxa média durante 1, 2, 3, ...10 segundos, pode ser calculada. Outros melhoramentos poderiam rastrear diversos picos ao mesmo tempo (útil para distinguir o pulso principal no caso de diversas reflexões).

[0081] Inspeção adicional da figura 3 mostra pontos claros de reflexão de energia. Estes surgem em juntas no revestimento e podem fornecer a um engenheiro informação relativa à qualidade das juntas através do comprimento do revestimento. Em qualquer lugar que exista um desencontro significativo em material, uma reflexão parcial pode ocorrer e, quanto maior o desencontro, maior é o coeficiente de reflexão. Outras falhas de material tais como rachaduras ou corrosão poderiam afetar de maneira significativa a

propagação da energia ao longo do revestimento e fibra, e serem identificadas utilizando este método.

[0082] Por exemplo, a condição do cimento que circunda o revestimento pode ser acessada. A resposta acústica do cimento pode variar em áreas onde existe um vazio significativo no cimento, seja devido à fabricação, como resultado de perfuração precedente ou evento de fraturamento. Vazios no cimento podem ser problemáticos, uma vez que se uma perfuração subsequente ocorre em uma área de vazio quando o agente de escoramento é bombeado para o interior do furo de poço, ele pode não escoar para o interior das perfurações na rocha, mas para o vazio, desperdiçando uma grande quantidade de agente de escoramento e prejudicando a formação do poço enquanto o problema é enfrentado.

[0083] Como mencionado acima, a resposta de uma fibra não restringida é diferente daquela de uma fibra restringida, e assim se a fibra não passa, ela mesma, através de um vazio no cimento, e assim é não restringida naquela área, a resposta acústica será muito diferente. Assim, a presente invenção pode incluir detectar vazios no cimento que circunda o revestimento.

[0084] O posicionamento e condição de tampões de isolamento podem também ser acessados desta maneira.

Monitoramento de fratura

[0085] Uma vez que as perfurações tenham sido feitas, o fluido e agente de escoramento são escoados para o interior do poço, para provocar fraturamento. As respostas acústicas dos canais acústicos de fibra na vizinhança das perfurações podem ser monitoradas. Escoamento do fluido de alta pressão que contém um particulado sólido através do revestimento 104 cria quantidades de perturbação acústica e todos os canais da fibra que correspondem a seções do furo de poço nas quais escoamento está ocorrendo, irão gerar e mostrar uma resposta acústica. Contudo, foi descoberto que os

canais acústicos na vizinhança dos locais de perfuração apresentam uma resposta acústica que está relacionada ao escoamento de fluido de fratura para o interior do local de perfuração e a fraturamento que ocorre. A energia acústica dos canais da fibra na vizinhança dos locais de fraturamento pode, portanto, ser apresentada a um operador do processo de fraturamento, por exemplo em uma plotagem do tipo cascata e/ou histograma.

[0086] Também foi descoberto que esta resposta pode ser vista de maneira mais marcada observando em bandas de frequência discretas das perturbações acústicas. Os retornos de sinal podem, portanto, ser processados em inúmeras bandas de frequência diferentes e apresentadas a um operador seja simultaneamente (por exemplo em gráficos diferentes ou curvas superpostas de cores diferentes) ou sequencialmente, como selecionado pelo usuário. Os dados também podem ser processados para detectar automaticamente a banda espectral que fornece a diferença máxima entre a intensidade em canais na vizinhança do local de perfuração e canais em outras seções do poço.

[0087] Apresentando tal representação gráfica para um operador em tempo real, o operador recebe informação que permite a ele ver como o processo de fraturamento está progredindo e se existem quaisquer problemas com o processo de fratura. O valor de intensidade e/ou frequência do sinal acústico que corresponde ao fluido de fratura que escoar para um local de perfuração e que provoca fraturamento, também pode ser analisado para determinar alguns parâmetros a respeito das fraturas, tal como dimensão genérica das fraturas e/ou taxa de fraturamento.

[0088] Em adição a fornecer uma apresentação visível, um canal acústico particular pode ser selecionado para a reprodução audível. Ouvindo os sinais detectados o operador pode ter uma sensação para o processo de fraturamento e como ele está progredindo. Trocando entre os canais associados com os diversos locais de fratura, o operador pode determinar, ele

mesmo, se existirem quaisquer diferenças significativas em fraturamento nos diversos locais de perfuração e/ou se mudanças nos parâmetros de escoamento tiveram qualquer efeito significativo.

[0089] Como mencionado acima, em alguns casos o fluido de fratura pode não escoar para o interior da rocha e lavagem de agente de escoramento pode um ocorrer. O escoamento de fluido agente de escoramento em operação normal irá prosseguir genericamente a uma certa taxa e com uma certa característica. Se o fluido encontra outro trajeto, ou cessa de fraturar de maneira correta, as condições de escoamento dentro do poço podem mudar. A resposta acústica durante escoamento de fluido agente de escoramento pode, portanto, ser monitorada para detectar qualquer mudança significativa. Se uma parte diferente do revestimento falha, isto pode ser evidente pela aparição súbita de um sinal em uma parte diferente do furo de poço. Detecção de tal componente pode ser utilizada para gerar um alarme em tempo real para um operador.

[0090] Outros eventos sísmicos e de fratura de interesse são de uma natureza diferente de forma distinta do ruído de escoamento contínuo provocado pelo fluxo de entrada de alta pressão de água e areia durante o processo de fraturamento. Genericamente eles são caracterizados por serem eventos curtos e impulsivos – daqui em diante referidos como eventos transientes. Uma técnica que observa variações de curto prazo afastadas dos níveis médios de variável (o detector de transiente) irá extrair estes eventos do ruído de fundo e de período longo. O método de processamento genérico está descrito na figura 4.

[0091] Processando os dados acústicos recebidos para destacar eventos transientes desta maneira, um evento de fratura pode ser detectado e observado, e os parâmetros a seguir podem ser determinados:

- A profundidade na qual fratura está ocorrendo pode ser determinada de acordo com o canal no qual eventos de fratura são detectados.

- A taxa na qual fraturas estão ocorrendo, ou densidade de fratura, podem ser determinados de acordo com o número e/ou intensidade de fraturas detectadas durante um período de tempo definido ou faixa de profundidade.
- Uma medida de magnitude de fratura pode ser determinada de acordo com a duração medida de uma fratura, e também o espaço de uma fratura definido como o número de canais afetados por um único evento.
- Uma avaliação de faixa partir do poço pode ser feita com base nas características de frequência de um evento de fratura. Para fornecer um parâmetro único para frequência, frequência média da forma espectral do evento pode ser utilizada. Outros parâmetros de frequência que podem ser determinados incluem estatísticas de segunda ordem tais como inclinação e curtose.

[0092] Para identificar transientes entre outros dados de fundo, uma medida de variabilidade de curto termo é comparada com a variabilidade normal ou média para um dado canal.

[0093] No presente exemplo isto é conseguido por meio de estatísticas de população que representam a energia média e o desvio médio absoluto ao redor da média (MAD: média de diferença absoluta de valor corrente e valor médio).

[0094] Estas duas estatísticas são atualizadas por media exponencial quando cada atualização de dados é recebida utilizando um termo de decaimento N.

$$\text{Dados médios} = ((N-1)/N) * \text{dados médios} + (1/N) * \text{dados novos}$$

$$\text{MAD} = ((N-1)/N) * \text{dados médios} + (1/N) * \text{abs}(\text{dados novos} - \text{dados médios})$$

[0095] Onde os dados sofrem primeiro um FFT e onde cálculos são realizados por canal e por célula de frequência.

[0096] O nível transiente é então definido como:

Abs lnovos dados-dados médios/MAD

[0097] Isto fornece um valor relacionado a quanto uma célula de frequência particular é mais elevada em variabilidade do que sua variabilidade média. Daí canais muito variáveis serem auto-reguláveis e é somente variabilidade excessiva e não usual que é detectada. Variando os valores de N o algoritmo pode ser sintonizado para detectar eventos transientes de comprimento diferente. Fatores tipicamente de 4, 6, 8, ...128 são utilizados, porém estes dependem do comprimento do transiente e da taxa de FFT do sistema. Realizando este processo no domínio de frequência um alto grau de controle é conseguido sobre as frequências utilizadas para formar um evento transiente, e conhecimento da estrutura espectral é calculado e preservado para extração de característica.

[0098] O algoritmo seleciona de maneira adaptável um fator de correção de acordo com se um transiente é disparado. Ao recalcular a média e valores médios, uma célula de frequência está acima de um limiar quando uma detecção irá utilizar um valor diferente para N (neste exemplo $100N$ é utilizado, significando que o evento transiente está incluído na estatística genérica em uma taxa muito reduzida comparada com os eventos normais.

[0099] A localização de eventos de fratura também pode ser monitorada para permitir mapeamento de fratura ou mapeamento de densidade de fratura. Em um ambiente de produção típico, pode haver diversos poços no mesmo campo de petróleo ou gás. De forma ideal, cada poço fura uma parte diferente do campo. Contudo, é possível que fraturas criadas em um poço corram para o interior da mesma área que as fraturas de outro poço. Neste caso, o novo poço não pode aumentar produção uma vez que qualquer produção no novo poço diminui a produção no poço antigo. É, portanto, desejável monitorar a localização de fraturas. A utilização de um sistema DAS oferece a capacidade de detectar e monitorar onde o evento de fratura está ocorrendo em tempo real, permitindo assim controle sobre o

processo de fraturamento.

[00100] Foi descoberto de maneira surpreendente que sistemas DAS podem ser utilizados separadamente para detectar ondas P e S. Ondas P (ondas de pressão ou primárias) são ondas longitudinais que se propagam através de material sólido. Ondas S são ondas de cisalhamento ou ondas secundárias, que são ondas transversais. O Pedido de Patente também pendente PCT/GB2009/002055, cujo conteúdo é aqui com isto incorporado para referência, descreve como um sistema DAS pode ser utilizado para detectar ondas P e S e discriminar entre elas. Detectar as ondas S do evento de fratura pode permitir que a localização seja determinada. Para determinar a localização do evento de fratura, técnicas de tipo de fibras múltiplas e/ou de tempo de chegada podem ser utilizadas como descrito no Pedido também pendente número GB0919904.3, cujo conteúdo é aqui com isto incorporado para referência.

[00101] Além disto, será observado que a onda S sendo uma onda transversal, terá uma direção de cisalhamento associada com a onda. Detecção dos diferentes componentes da onda S irá permitir uma determinação da orientação da fratura. Isto é particularmente útil quando fraturas no plano horizontal não são preferidas uma vez que a areia injetada é genericamente insuficiente para manter a fratura aberta dada a altura da rocha acima. Uma fratura vertical é assim preferida. Para detectar a orientação da onda S e a onda que entra pode ser solucionada para componentes em três dimensões. Arranjando uma ou mais fibras de sensoriamento em três dimensões, os componentes da onda incidente podem ser solucionados. A utilização de uma fibra óptica que responde preferencialmente em uma direção pode ajudar a solucionar uma onda acústica incidente em seus componentes, como descrito no Pedido também pendente GB0919902.7 (projeto de cabo) cujo conteúdo é aqui com isto incorporado para referência.

Perfuração de tampão de isolamento

[00102] Depois que todas as etapas de perfuração e fraturamento estejam completadas, é necessário perfurar os tampões de isolamento que foram instalados para bloquear seções do poço. O método de monitoramento pode ser utilizado para guiar a broca para a localização do tampão de isolamento (a localização dos tampões de isolamento pode ter sido determinada durante um evento de perfuração como descrito mais cedo) e para monitorar o processo de perfuração. Durante perfuração, um sinal audível a partir de um canal localizado no tampão de isolamento pode ser tocado de maneira audível para o operador de broca para realimentação em tempo real, quanto a como a perfuração está indo. Outros canais podem também ser monitorados para perturbações acústicas que podem indicar falha do poço.

Monitoramento de escoamento de entrada

[00103] O monitoramento de fluido tal como o petróleo e gás que escoam para o interior de um poço a partir de formações de rocha vizinhas, requer tipicamente sensibilidade muito maior do que qualquer das técnicas precedentes quando busca o som característico de petróleo ou gás quando eles penetram no tubo de revestimento, uma fonte de ruído relativamente serena e sutil. Detectar e quantificar as áreas de escoamento de entrada dentro de um poço é possível analisando um conjunto de dados em 3D de atividade detectada por meio de distância/profundidade durante um período de tempo, como pode ser mostrado utilizando um mapa de energia 2D em cascata.

[00104] Os efeitos de interesse são muito sutis e se manifestam tipicamente como variações dentro da estrutura de ruído ao invés de aspectos característicos facilmente discerníveis acima do ruído, como visto em detecção de perfuração. Confiabilidade e precisão de detecção podem ser melhoradas enfatizando áreas onde a energia varia em uma maneira característica. As estatísticas de variância ao invés da energia direta de cada canal adicional são examinadas durante períodos de tempo curtos e utilizadas

para fornecer indicações de escoamento de entrada. Como pode ser visto na figura 5 esta técnica mostra mais claramente a área de escoamento de entrada (marcada por uma seta) e as estruturas diagonais (ênfatisadas com linhas tracejadas) provocadas por energia ou material que move para cima no tubo.

[00105] Diversos métodos de monitoramento e de parametrização foram descritos acima e as características diferentes dos sinais sendo e analisadas (conteúdo de frequência, amplitude, sinal para ruído) colocam uma ampla faixa de demandas no aparelho de sensoriamento. Devido à grande faixa dinâmica e às taxas de amostragem relativamente elevadas do sistema de monitoramento DAS, contudo, todos os monitoramentos de processamentos acima podem ser realizados utilizando o mesmo sistema, como mostrado de maneira esquemática na figura 1.

[00106] Em adição, e como mencionado acima, a configuração dos canais também pode ser ajustada, e diferentes ajustamentos de canal podem ser utilizados para diferentes operações de monitoramento. Os ajustamentos de canal também podem ser controlados de maneira adaptável em resposta a dados monitorados, por exemplo, se uma densidade de fratura significativa ocorre a uma certa profundidade, pode ser desejável monitorar esta profundidade particular com resolução maior por um período de tempo, antes de reverter para configuração de canal original.

[00107] Desta maneira, um programa de monitoramento completo pode ser operado por um único sistema durante toda uma sequência de operações de poço desde perfuração até escoamento de entrada de fluido. O sistema pode ser arranjado para transição de um tipo de detecção para outro em resposta a eventos detectados, e pode, de maneira adaptável, variar ambos os parâmetros de sensoriamento e processamento de dados para uma dada atividade de monitoramento/detecção.

[00108] Em adição, o sistema DAS pode ser utilizado como um meio de comunicar com sensores furo abaixo. A US 2009/0003133 descreve um

método de transmitir dados a partir de sensores abaixo no poço e similares utilizando acústica que utiliza o próprio revestimento como um meio acústico. Ao invés disto, a fibra acústica pode ser utilizada para receber sinais acústicos codificados. Utilizar a fibra óptica significa que os sensores furo abaixo podem gerar sinais acústicos muito menos intensos que requerem muito menos energia para gerar. Assim a vida da bateria do sensor pode ser prolongada. Detecção adicional de sinais acústicos através da fibra óptica é muito mais confiável do que transmitir através do revestimento. O pedido GB 2010/00602 também pendente decreve um transdutor acústico adequado para utilização neste ambiente.

[00109] Será entendido que a presente invenção foi descrita acima puramente à guisa de exemplo, e modificação de detalhe pode ser feita dentro do escopo da invenção.

[00110] Cada característica divulgada na descrição (e onde apropriado) as reivindicações e desenhos podem ser fornecidos de maneira independente, ou em qualquer combinação apropriada.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para monitorar um processo de furo abaixo compreendendo:

interrogar, de forma repetida, uma fibra óptica (102) arranjada ao longo do trajeto de um furo de poço (106) para fornecer sensoramento acústico distribuído;

amostrar dados reunidos a partir de uma pluralidade de porções longitudinais de dita fibra (102);

processar ditos dados para fornecer uma indicação em tempo real dos sinais acústicos detectados por no mínimo uma porção de sensoramento longitudinal de dita fibra (102);

caracterizado pelo fato de:

ajustar parâmetros de interrogação (102) para variar as porções da fibra a partir das quais dados são amostrados em resposta aos sinais acústicos detectados.

2. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que dita fibra óptica (102) ser arranjada no furo de poço (106) no qual dito processo de furo abaixo está sendo realizado.

3. Método de acordo com a reivindicação 1 ou 2, caracterizado pelo fato de que dita indicação em tempo real compreende um sinal audível que representa os sinais acústicos detectados por no mínimo uma porção longitudinal da fibra (102) na vizinhança do processo de furo abaixo.

4. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 3, caracterizado pelo fato de dita indicação em tempo real compreender uma indicação da intensidade de sinais acústicos detectados por no mínimo uma porção de sensoramento longitudinal da fibra (102) na vizinhança do processo de furo abaixo.

5. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 4, caracterizado pelo fato de dita etapa de processar ditos dados compreender

realizar análise de frequência.

6. Método de acordo com a reivindicação 5, caracterizado pelo fato de dita indicação em tempo real compreender uma indicação da frequência de sinais acústicos detectados por no mínimo uma porção longitudinal de fibra (102) na vizinhança do processo de furo abaixo.

7. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 6, caracterizado pelo fato de a etapa de processar ditos dados compreender analisar os dados para detectar um evento de interesse, e dita indicação em tempo real compreender uma indicação que dito evento foi detectado.

8. Método de acordo com a reivindicação 7, caracterizado pelo fato de dita etapa de analisar ditos dados compreender analisar os dados para no mínimo uma característica acústica predefinida.

9. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 8, caracterizado pelo fato de dito processo de furo abaixo compreender um dentre colocação de carga de perfuração, disparo de carga de perfuração, fraturamento hidráulico, desenvolvimento de ferramenta, perfuração de tampões, e escoamento de produção.

10. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 9, caracterizado pelo fato de as etapas de interrogar a fibra (102), amostrar dados e processar dados, compreenderem lançar uma série de pulsos ópticos em dita fibra (102) e detectar radiação Rayleigh de retrodifusão pela fibra (102) e processar a radiação Rayleigh de retrodifusão detectada, para fornecer uma pluralidade de porções de sensoriamento longitudinal discretas da fibra (102).

11. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 10, caracterizado pelo fato de dita fibra óptica (102) ser fibra de monomodo (102) que é, ausente de qualquer estímulo externo, livre de qualquer mudança substancial de propriedades ópticas ao longo de seu comprimento.

12. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1

a 11, caracterizado pelo fato de as porções de sensoriamento longitudinal de fibra (102) terem 10 m ou menos em comprimento.

13. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 12, caracterizado pelo fato de dita amostragem ser realizada a uma taxa maior do que ou igual a 5 kHz.

14. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 13, caracterizado pelo fato de no mínimo 250 canais serem amostrados simultaneamente.

15. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 14, caracterizado pelo fato de compreender:

realizar dito processo de furo abaixo;

monitorar dito processo de furo abaixo; e

ajustar a operação de dito processo como apropriado em resposta à dita indicação em tempo real.

16. Método de acordo com a reivindicação 15, caracterizado pelo fato de que dito método compreende ajustar automaticamente no mínimo um parâmetro de dito processo de furo abaixo em resposta à dita indicação em tempo real.

17. Sistema para monitorar um processo de furo abaixo compreendendo:

um interrogador de fibra óptica (112) adaptado para interrogar, de forma repetida, uma fibra óptica (102) arranjada ao longo do trajeto de um furo de poço (106) para fornecer sensoriamento acústico distribuído;

um amostrador arranjado para amostrar uma pluralidade de saídas de canais a partir de dito interrogador para fornecer dados acústicos em tempo real a partir de uma pluralidade de porções longitudinais de dita fibra (102); e

um dispositivo de interface configurado para dar saída a uma indicação em tempo real dos sinais acústicos detectados por no mínimo uma

porção de sensoriamento longitudinal de dita fibra (102);

caracterizado pelo fato de:

em que o interrogador de fibra óptica é configurado para ajustar parâmetros de interrogação para variar as porções da fibra (102) a partir das quais dados são amostrados em resposta aos sinais acústicos detectados.

18. Sistema de acordo com a reivindicação 17, caracterizado pelo fato de dito dispositivo de interface compreender um dispositivo de áudio para produzir um sinal audível com base nos sinais acústicos detectados por no mínimo uma porção longitudinal de fibra (102) na vizinhança do processo de furo abaixo.

19. Sistema de acordo com a reivindicação 17 ou 18, caracterizado pelo fato de dito dispositivo de interface compreender um dispositivo de exibição e no qual dita indicação em tempo real compreender uma indicação da intensidade de sinais acústicos detectados por no mínimo uma porção de sensoriamento longitudinal de fibra (102) na vizinhança do processo de furo abaixo.

20. Sistema de acordo com qualquer uma das reivindicações 17 a 19, caracterizado pelo fato de compreender:

um controlador para controlar parâmetros de processo; em que

dito controlador responde a dita indicação em tempo real gerada por dito sistema de monitoramento para controlar ditos parâmetros de processo.

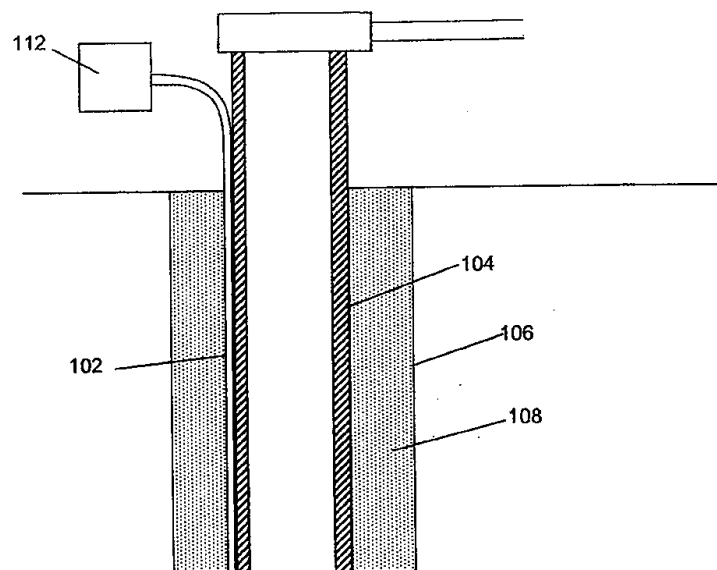


Fig. 1

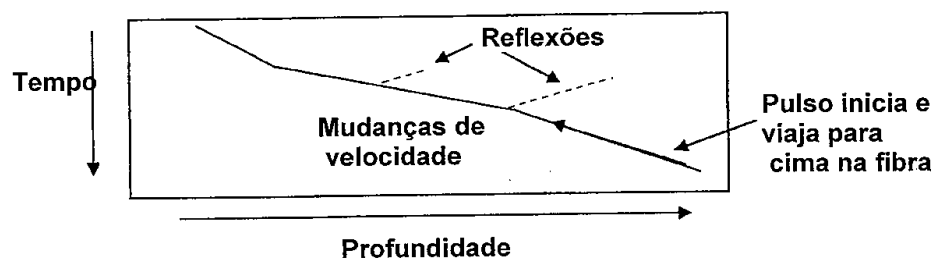


Fig.3



Fig.2

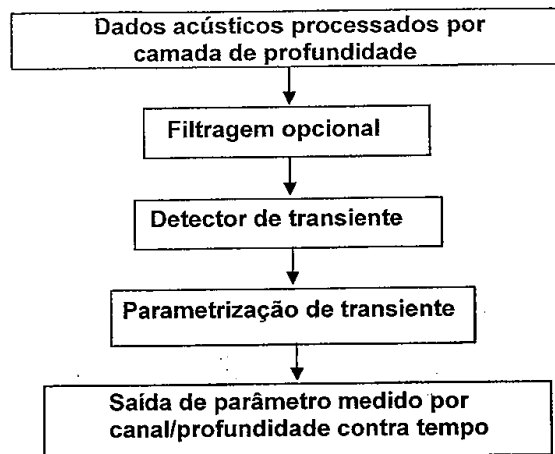


Fig. 4

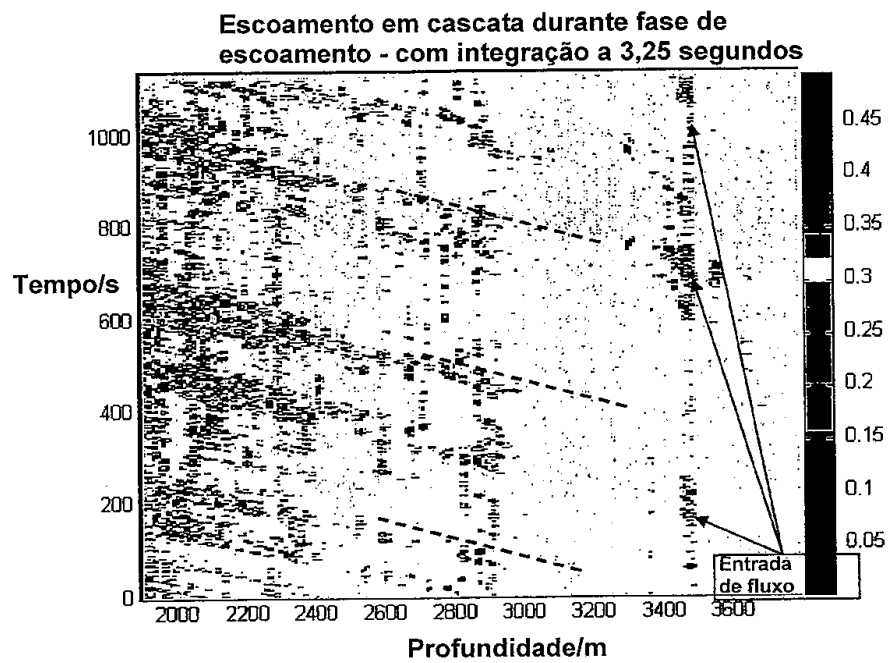


Fig. 5

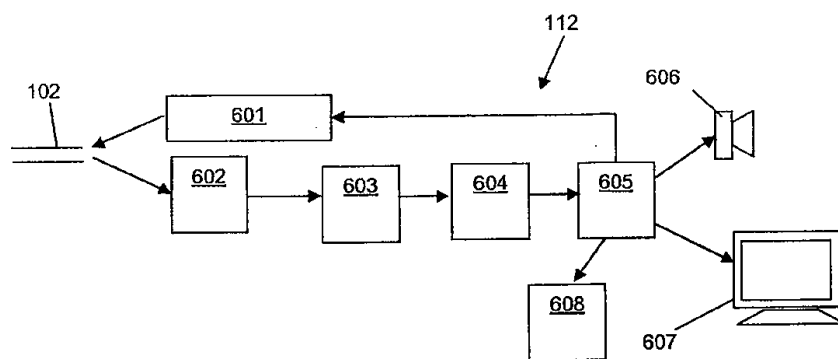


Fig. 6

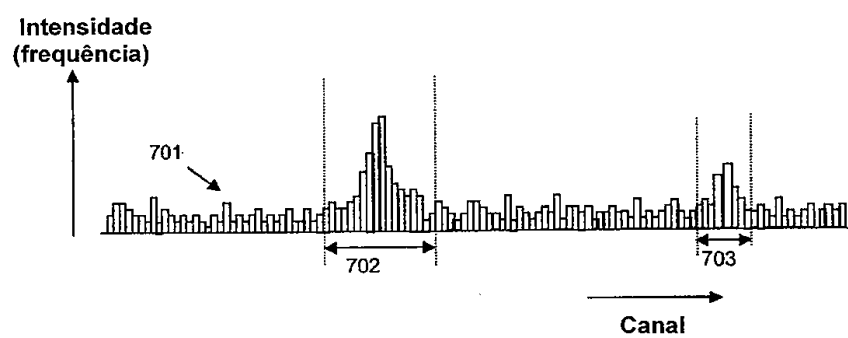


Fig. 7