



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

(11) PI 1012028-9 B1



(22) Data do Depósito: 27/05/2010

(45) Data de Concessão: 08/10/2019

(54) Título: MÉTODO PARA MONITORAR UM PROCESSO FURO ABAIXO DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO, MÉTODO PARA FRATURAMENTO HIDRÁULICO DE UM FURO DE POÇO, MÉTODO PARA MAPEAMENTO DE FRATURA DURANTE UM PROCESSO DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO, SISTEMA PARA MONITORAMENTO FURO ABAIXO, MEIO DE ARMAZENAMENTO LEGÍVEL POR COMPUTADOR, E, USO DE UM SENSOR ACÚSTICO

(51) Int.Cl.: E21B 43/26; E21B 47/12.

(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 GB2010001051 de 27/05/2010

(87) Publicação PCT: WO 2010/136764 de 02/12/2010

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

(57) Resumo: MÉTODO PARA MONITORAR UM PROCESSO FURO ABAIXO DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO, MÉTODO PARA FRATURAMENTO HIDRÁULICO DE UM FURO DE POÇO, MÉTODO PARA MAPEAMENTO DE FRATURA DURANTE UM PROCESSO DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO, SISTEMA PARA MONITORAMENTO FURO ABAIXO, MEIO DE ARMAZENAMENTO LEGÍVEL POR COMPUTADOR, E, USO DE UM SENSOR ACÚSTICO Esta invenção é relativa a métodos e aparelhos para monitorar o fraturamento hidráulico durante formação de poço para petróleo/gás. Um cabo de fibra óptica (102) estendido abaixo de um furo de poço, que pode ser o furo de poço no qual o fraturamento é realizado, é interrogado para fornecer um sensor acústico distribuído. Dados são amostrados a partir de pelo menos uma porção de sensoriamento longitudinal da fibra e processados para fornecer, pelo menos, característica de fraturamento. A característica de fraturamento pode compreender as características de transientes de alta frequência indicativos de eventos de fraturamento (606). A intensidade, frequência, duração, e evolução do sinal dos transientes podem ser monitoradas para fornecer a característica de fraturamento. Adicionalmente ou alternativamente, a característica de fraturamento pode compreender o ruído acústico de prazo mais longo gerado pelo escoamento de fluido de fratura para os locais de fratura. A intensidade de frequência do ruído pode ser analisada para determinar (...).

MÉTODO PARA MONITORAR UM PROCESSO FURO ABAIXO DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO, MÉTODO PARA FRATURAMENTO HIDRÁULICO DE UM FURO DE POÇO, MÉTODO PARA MAPEAMENTO DE FRATURA DURANTE UM PROCESSO DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO, SISTEMA PARA MONITORAMENTO FURO ABAIXO, MEIO DE ARMAZENAMENTO LEGÍVEL POR COMPUTADOR, E, USO DE UM SENSOR ACÚSTICO

[001] A presente invenção é relativa a monitoramento de fraturamento durante a formação de poços de produção, tais como poços para petróleo e gás. Monitoramento das etapas utilizadas em formação de tais poços e monitoramento de tais poços em utilização é muitas vezes referido como um monitoramento furo abaixo. Em particular, a presente invenção é relativa a monitoramento furo abaixo utilizando 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 rudes onde equipamento elétrico é facilmente danificado.

[003] Sensores de fibra óptica encontraram 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 durante operação.

[005] Fraturamento é um processo importante durante a formação de alguns poços para petróleo e gás, referidos como poços não convencionais, para estimular o escoamento de petróleo ou gás a partir de uma formação de rocha. Tipicamente um furo de sondagem é perfurado até a formação de rocha e revestido com um revestimento. O exterior do revestimento pode ser preenchido com cimento de modo a impedir contaminação de aquíferos, etc., quando o escoamento começa. Em poços convencionais a formação de rocha pode requerer fraturamento para estimular o escoamento. Tipicamente isto é conseguido por um processo de perfuração de dois estágios, seguido por fraturamento hidráulico. Perfuração envolve disparar uma série de cargas de perfuração, isto é, cargas conformadas, a partir de dentro do revestimento, o que cria perfurações através do revestimento e do cimento, as quais se estendem para o interior da formação de rocha. Uma vez que perfuração esteja completa, a rocha é fraturada 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 material de sustentação. O poço pode ser perfurado em uma série de seções, começando com a seção a

mais afastada do poço a partir da cabeça de poço. Assim, quando uma seção do poço tenha sido perfurada, ela pode ser bloqueada por um tampão de bloqueio enquanto a próxima seção do poço é perfurada e fraturada.

[006] O processo de fraturamento é uma etapa chave em formação de poço não convencional, e é o processo de fraturamento que determina de maneira efetiva o rendimento do poço. Contudo, controle e monitoramento do processo de fratura é muito difícil. A quantidade de fluido e material de sustentação e a vazão, são genericamente medidas para ajudar a determinar quando fraturamento suficiente possa ter ocorrido, e também para identificar problemas potenciais no processo de fraturamento.

[007] Um problema possível, conhecido como desmoronamento de material de sustentação, ocorre quando o cimento que circunda o revestimento falhou e o fluido está simplesmente escoando para o interior de um vazio. Isto desperdiça fluido material de sustentação e impede fraturamento efetivo. Uma vazão elevada ou aumento súbito na vazão pode ser indicativo de desmoronamento de material de sustentação.

[008] Outro problema se relaciona a uma situação que pode se desenvolver onde a maior parte do fluido e material de sustentação escoam para a formação de rocha através de uma ou mais perfurações, impedindo fraturamento efetivo através de outros locais de perfuração. Tipicamente, um processo de fraturamento é realizado para um segmento do poço e, como mencionado acima, diversas perfurações podem ser feitas ao longo do comprimento daquela seção de poço, de tal modo que o processo de fraturamento hidráulico subsequente provoca fraturamento em inúmeras localizações diferentes ao longo daquela seção de poço. Durante o processo de fraturamento hidráulico, contudo, é possível que a rocha em um ou mais locais de perfuração possa fraturar mais facilmente do que nas perfurações restantes. Neste caso, uma ou mais das fraturas que se desenvolvem pode começar a tomar a maior parte do fluido e material de sustentação, reduzindo

a pressão em outros locais de perfuração. Isto pode resultar em fraturamento reduzido nos outros locais de perfuração. Aumentar a vazão de fluido e material de sustentação pode simplesmente conduzir a fraturamento aumentado no primeiro local de perfuração, o que pode simplesmente aumentar a fratura e não ter um impacto significativo em quanto petróleo ou gás é recebido através daquela fratura. Contudo, fraturamento reduzido nos outros locais pode reduzir a quantidade de petróleo e gás recebida através destes locais, impactando assim de maneira negativa o rendimento do poço como um todo. Por exemplo, admita que uma seção de poço é perfurada em quatro localizações diferentes para fraturamento subsequente. Se durante o processo de fraturamento três dos locais de perfuração fraturam de maneira relativamente fácil, então mais do fluido e material de sustentação irá escoar para estes locais. Isto pode impedir que o quarto local de fratura desenvolva mesmo pressão suficiente para faturar de maneira efetiva, com o resultado que somente três fraturas se estendem para o interior da formação de rocha para fornecer um trajeto para escoamento. Assim, o rendimento desta seção do poço é somente 75% daquele que poderia ser esperado de maneira ideal.

[009] Se tal situação é suspeitada, material sólido maior adicional pode ser adicionado ao fluido, tipicamente esferas de material sólido de uma dimensão particular ou de uma faixa de dimensões. A dimensão das esferas é tal que elas podem escoar para o interior de fraturas relativamente grandes onde elas serão embutidas para provocar uma obstrução, porém grandes o suficiente para não interferir com fraturas relativamente pequenas. Desta maneira, fraturas relativamente grandes que podem estar consumindo a maior parte do fluido de fratura são parcialmente bloqueadas durante o processo de fratura hidráulica, com o resultado que o escoamento para todas as fraturas é equilibrado.

[0010] Convencionalmente, as condições de escoamento do fluido de fratura são monitoradas para tentar determinar se um ou mais locais de fratura

estão se tornando dominantes e assim impedindo fraturamento efetivo em uma ou mais outros locais de fratura, porém isto é difícil de fazer, e muitas vezes se apoia na experiência dos engenheiros de poço.

[0011] Tanto quanto os problemas observados acima, meramente controlar o processo de fratura para assegurar que uma extensão desejada de fraturamento tenha ocorrido, é difícil. Além disto, pode haver mais do que um poço de petróleo fornecido para extrair o petróleo ou gás da formação de rocha. Ao criar um novo poço, as fraturas não deveriam se estender para o interior de uma área da formação de rocha que já está fornecendo para um poço existente, uma vez que qualquer escoamento no novo poço a partir de tal área pode simplesmente reduzir um escoamento no poço existente. Determinar a direção e extensão das fraturas é, contudo, muito difícil.

[0012] Em adição a monitorar a vazão do fluido, leituras de sensor podem ser adquiridas durante o processo de fraturamento a partir de sensores localizados em um poço de observação, separado, e/ou no nível do terreno. Estes sensores podem incluir geofones ou outros sensores sísmicos desenvolvidos para registrar o evento sísmico durante o processo de fratura. Estas leituras de sensor podem então ser analisadas depois do processo de fraturamento, para tentar determinar a localização genérica e extensão de fraturamento, porém oferecem pouca utilização para controle em tempo real do processo de fraturamento.

[0013] É um objetivo da presente invenção fornecer sistemas e métodos melhorados para monitoramento de fraturamento furo abaixo.

[0014] De acordo com um primeiro aspecto da invenção é fornecido um método para monitoramento furo abaixo de fraturamento hidráulico, que compreende as etapas de: interrogar uma fibra óptica arranjada abaixo no trajeto de um furo de poço, para fornecer um sensor acústico distribuído, amostrar dados a partir de uma pluralidade de porções longitudinais da fibra; e processar ditos dados para fornecer uma indicação de pelo menos uma

característica de fraturamento.

[0015] O sensoriamento acústico distribuído (DAS) oferece uma alternativa de sensoriamento óptico de fibra para sensores pontuais, pelo qual um comprimento único de fibra longitudinal é opticamente interrogado, usualmente por um ou mais pulsos de entrada, para prover sensoriamento substancialmente contínuo de atividade vibracional ao longo de seu comprimento. Pulsos ópticos são lançados na fibra e a radiação retrodifundida de dentro da fibra é detectada e analisada. A retrodifusão de Rayleigh é mais usualmente detectada. Analisando a radiação retrodifundida dentro da fibra, a fibra pode efetivamente ser dividida em uma pluralidade de porções de sensoriamento discreto que podem ser (mas não tem que ser) contíguas. Dentro de cada uma das vibrações mecânicas da porção de sensoriamento discreto, por exemplo, de fontes acústicas, causa uma variação na quantidade de radiação que é retrodifundida daquela porção. Esta variação pode ser detectada e analisada e usada para resultar em uma medida da intensidade da perturbação da fibra na qual a porção de sensoriamento. Como usado no relatório descritivo o termo “sensor acústico distribuído” será tomado para significar um sensor compreendendo uma fibra óptica que é interrogada opticamente para prover uma pluralidade de porções de sensoriamento acústico longitudinalmente ao longo da fibra e acústica deverá ser tomada para significar qualquer tipo de vibração mecânica de onda da pressão, incluindo ondas sísmicas. O método pode, portanto, compreender lançamento de uma série de pulsos ópticos em ditas fibras e detectar radiação retrodifundida de Rayleigh pela fibra; e processar a radiação retrodifundida de Rayleigh detectada para prover uma pluralidade de porções de sensoriamento longitudinal da fibra. Note que quando usado o termo óptico não se restringe ao espectro visível e a radiação óptica inclui radiação infravermelha e radiação ultravioleta.

[0016] 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.

[0017] 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 ajustes 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 pode 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.

[0018] No método da presente invenção os retornos a partir da fibra são processados para fornecer uma indicação de pelo menos uma característica de fraturamento. Em um sensor DAS tal como descrito na GB 2442745, o processamento a partir de cada canal acústico separado pode ser feito em tempo real. Assim, o método da presente invenção fornece uma indicação de características de fratura em tempo real, isto é, sem qualquer retardo significativo. A indicação de características de fratura fornecidas pelo método corrente pode, portanto, ser utilizada no controle do processo de fratura. O método da presente invenção é realizado durante o tempo em que fluido e material de sustentação estão sendo forçados abaixo do furo de poço, e fornece 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 na indicação de característica de fraturamento, isto é, os dados a partir do sensor DAS. Em algumas modalidades um controlador automático pode ser adaptado para ajustar os parâmetros de escoamento automaticamente, com base na característica de fraturamento.

[0019] 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, sensoriamento DAS de acordo com a presente invenção pode fornecer uma indicação das perturbações acústicas detectadas pelas porções de sensoriamento 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). Isto pode ser conseguido utilizando detectores e processadores disponíveis comercialmente.

[0020] A indicação de características de fratura pode compreender um toque de áudio dos sinais acústicos a partir de uma ou mais porções de sensoriamento selecionadas da fibra localizada na vizinhança dos locais de fratura.

[0021] 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.

[0022] A fibra, portanto, segue o encaminhamento genérico do furo de poço e se estende pelo menos tão afastada para o interior do furo de poço quanto a região na qual fraturamento deve ocorrer. Ao fraturar qualquer dada seção do furo de poço a fibra pode, portanto, ser interrogada para fornecer uma ou preferivelmente uma pluralidade de porções de sensoriamento acústico na vizinhança do local de fraturamento, isto é, a localização ao longo do furo de poço na qual fluido de fratura está escoando ou é esperado escoar para o interior da formação de rocha, para provocar fraturamento. A posição ou localização das porções de sensoriamento de interesse deveria ser

conhecida genericamente a partir de um conhecimento do comprimento ao longo da fibra, e daí do poço. Contudo, 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 a locais de fratura. Por exemplo, porções da fibra que apresentam a intensidade máxima de perturbação acústica durante perfuração irão corresponder genericamente à localização onde as cargas de perfuração dispararam, e daí aos locais de fratura.

[0023] Os sinais acústicos a partir de uma ou mais seções relevantes da fibra onde fraturamento é esperado podem, portanto, ser tocados em um dispositivo áudio adequado. Isto irá fornecer ao pessoal que controla o processo de fratura realimentação audível do que está acontecendo no local de fratura. O escoamento de fluido e material de sustentação 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 escutando os sinais produzidos por um canal acústico da fibra próximo ao local de perfuração individual será, portanto, dotado de realimentação áudio em tempo real do escoamento de fluido material de sustentação, e de qualquer fraturamento resultante que ocorre naquele local de fratura.

[0024] Será apreciado que as condições abaixo de um furo de poço profundo podem ser hostis especialmente durante fraturamento hidráulico. Portanto, colocação de um sensor específico abaixo do furo de poço durante fraturamento não tem sido prático até agora. O método da presente invenção utiliza uma fibra óptica que pode ser localizada no exterior do revestimento do poço, para fornecer um sensor furo abaixo no furo de poço que está sendo fraturado.

[0025] A indicação pode também compreender uma comparação dos níveis de intensidade de perturbações acústicas na vizinhança de cada um de

inúmeros locais diferentes de fratura. A intensidade média, ou energia acústica em cada porção de sensoriamento relevante da fibra, pode ser utilizada para indicar se um local de fratura está desempenhando de maneira significativamente diferente de outro local de fratura, por exemplo, se um local de fratura está associado com uma energia acústica significativamente mais baixa ou mais elevada do que outro local de fratura. Isto pode ser utilizado para indicar se um local, ou locais, de fratura particular são mais ou menos ativos do que outros locais de fratura.

[0026] Se um canal acústico da fibra na vizinhança de um local de fratura está mostrando uma energia acústica significativamente mais elevada do que outros locais de fratura, isto poderia ser um sinal de que uma proporção maior do fluido material de sustentação está escoando para o interior da formação de rocha neste ponto. De maneira similar, se um local de fratura está mostrando uma intensidade acústica relativamente baixa, isto poderia ser uma indicação que não há escoamento significativo de líquido material de sustentação para o interior da formação de rocha. Assim, as intensidades acústicas relativas poderiam ser utilizadas para indicar que um ou mais locais de fratura estão consumindo mais do fluido material de sustentação e/ou que um ou mais dos locais de fratura estão relativamente inativos.

[0027] Esta informação pode ser utilizada pelo pessoal que controla o processo de fratura para modificar as condições de escoamento de material de sustentação. Por exemplo, a vazão pode ser variada, o material sólido tal como esferas de uma dimensão particular poderia ser adicionado ao escoamento para bloqueio parcial de um local de fratura dominante, como discutido acima. O método da presente invenção fornece um método confiável para determinar quando um ou mais locais de fratura estão consumindo a maior parte do material de sustentação, permitindo ao operador do processo fazer quaisquer mudanças necessárias. Além disto, o método

fornece realimentação em tempo real quanto a se mudanças feitas por um operador são efetivas, por exemplo, no melhoramento do fraturamento, ou equilibrando fraturamento entre diversos locais de fraturamento. Como descrito acima, esferas de material sólido podem ser adicionadas ao fluido de fraturamento para bloquear parcialmente um local de fratura dominante. Escolher a dimensão correta, ou faixa de dimensões, de material é importante para assegurar que a fratura dominante está parcialmente bloqueada, enquanto as outras fraturas não estão impedidas de maneira significativa. Escolha de dimensão de material para adicionar e quantidade de material para adicionar, podem ser amplamente suposição. Utilizando o método da presente invenção, contudo, material sólido adicional pode ser adicionado em estágios, com diferentes dimensões sendo adicionadas em diferentes estágios, e os efeitos na intensidade acústica de cada um dos locais de fratura monitorados em tempo real.

[0028] A informação acústica pode ser exibida como um gráfico em tempo real de energia acústica, isto é, intensidade para cada um dos canais acústicos separados que estão sendo monitorados. Isto fornece a um operador uma indicação visual da atividade relevante para cada local de fratura. Outros meios de exibir os dados de maneira visível também podem ser empregados.

[0029] O método pode envolver dividir os dados das porções de sensoriamento longitudinal da fibra em 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 espectral particular. Analisar os dados por meio de banda espectral pode indicar mais claramente a diferença acústica entre diversos canais nos locais de fratura. Uma vez que o escoamento de fluido material de sustentação é um escoamento de alta pressão de um fluido que contém um particulado, ele é de maneira inerente um processo ruidoso, e haverá uma variedade de respostas acústicas devido ao escoamento dentro do revestimento.

Escoamento para o interior de uma perfuração pode ser associado com uma característica de frequência particular, e assim a diferença entre os escoamentos pode ser mais facilmente discernível em uma banda ou bandas espectrais particulares.

[0030] Como mencionado acima, a etapa de fraturamento hidráulico é inerentemente um processo muito ruidoso. Assim, a utilização de um sensor acústico dentro do furo de poço no qual fraturamento está ocorrendo é surpreendente para fornecer informação significativa com relação à fratura que está ocorrendo, e a utilização de um sensor acústico distribuído furo abaixo em um furo de poço no qual o fraturamento hidráulico está sendo realizado, para fornecer informação útil a respeito do processo de fraturamento, isto é, informação que pode ser utilizada para modificar o processo de maneira sensível, representa outro aspecto da invenção.

[0031] Em alguns casos a banda espectral de interesse máximo pode ser conhecida antecipadamente. Em outros casos, contudo, a dinâmica do poço e a dinâmica do processo de fraturamento podem todas influenciar a resposta espectral. Portanto, em algumas modalidades o método pode compreender dividir as perturbações acústicas das porções de sensoriamento relevantes da fibra em uma pluralidade de bandas espectrais que podem, cada uma, ser exibida para os operadores. As diferentes bandas espectrais poderiam ser exibidas de maneira simultânea ou sequencial para um operador e o operador poderia selecionar qual das bandas espectrais deveria ser exibida.

[0032] As bandas espectrais podem ser processadas para detectar de maneira automática uma banda espectral de interesse. Por exemplo, os dados para cada banda espectral podem ser processados para detectar a presença de máximos locais significativos de energia média, o que poderia ser indicativo do sinal acústico a partir do material de sustentação e líquido que escoam para o local de perfuração. O processamento poderia ser restringido com base no conhecimento dos canais acústicos que correspondem aos locais de

perfuração, por exemplo, como predeterminado com base no conhecimento da fibra como selecionado por um operador, ou como determinado pela medição durante disparo das cargas de perfuração. Em outras palavras, as bandas espectrais poderiam ser analisadas para determinar uma banda espectral na qual a energia nos canais que correspondem aos locais de perfuração é significativamente mais elevada do que energia dos outros canais próximos. As bandas espectrais poderiam também ser analisadas para detectar qualquer banda espectral na qual a energia acústica em um ou mais canais que correspondem a um local de perfuração é significativamente mais baixa do que a energia acústica em um ou mais outros locais de perfuração. As bandas espectrais relevantes poderiam ser apresentadas ou destacadas para um operador.

[0033] O método também pode compreender monitorar a energia acústica relativa dos canais que correspondem aos locais de perfuração com o tempo, por exemplo, para determinar se a média instantânea em qualquer canal relevante está mudando de maneira significativa e/ou se as energias relativas nos canais que correspondem aos locais de perfuração variam. Se os níveis de energia acústica mudam de maneira significativa, por exemplo, a intensidade média de um canal particular que corresponde a um local de perfuração sofre um salto súbito ou se as intensidades relativas de dois canais que correspondem a diferentes locais de perfuração divergem além de um certo limiar, o processo pode gerar um alerta para um operador, por exemplo, um alarme visível e/ou audível.

[0034] Em algumas modalidades a frequência e/ou intensidade de sinais a partir dos canais que estão localizados nos locais de perfuração podem ser analisadas para determinar características da fratura. Como mencionado acima, as perturbações mecânicas experimentadas pelos canais acústicos devido a escoamento do líquido de fratura para o interior da formação de rocha através do local de perfuração, podem compreender

componente de frequência que pode ser dependente da dimensão relativa da perfuração e dimensão da fratura corrente. Assim, analisando a frequência ou frequências nas quais os sinais acústicos devido de maneira predominante a escoamento de fluido para o interior da fratura, a dimensão relativa da fratura pode ser inferida.

[0035] Dados históricos de processos de fraturamento precedentes podem ser coletados e analisados para ajudar a estimular propriedades de fratura, para ajudar na avaliação de propriedades de fratura. Por exemplo, como descrito acima, o método da presente invenção pode determinar o efeito que adição de material sólido de uma dimensão particular tem no escoamento de fluido de fratura para uma pluralidade de diferentes fraturas. Portanto, o método pode compreender registrar os dados de pelo menos um canal acústico ou canais na vizinhança dos locais de fratura para análise posterior. Embora a realimentação em tempo real para o operador seja útil, análise adicional pode ser realizada para melhorar a realimentação disponível em futuros processos de fraturamento. A presente invenção também é relativa à análise dos dados históricos para identificar características de fratura.

[0036] Por exemplo, examinando as respostas acústicas para ver como os sinais mudaram quando material sólido de uma dimensão particular foi adicionado, permite a determinação de algumas dimensões gerais de uma fratura. Se esferas de diâmetro D1 que são adicionadas ao fluido não afetam de maneira significativa resposta acústica de uma fratura particular, enquanto esferas de um diâmetro menor D2 parecem afetar o escoamento para o interior daquela fratura, pode ser inferido que a fratura relevante tem uma dimensão genérica algo entre de D1 e D2, possivelmente ajustada para levar em consideração a compressibilidade do material das esferas. As respostas acústicas de fraturas de certas faixas de dimensão podem, portanto, ser analisadas. Por exemplo, um canal acústico que está localizado em uma fratura que responde a esferas de dimensão D2, porém não de dimensão D1,

pode exibir uma corrente de componente espectral I em uma primeira faixa, porém pode simplesmente mostrar ruído de fundo em uma segunda faixa espectral. Um canal acústico que está localizado em um local de fratura diferente que não exibe mudança significativa em sinal quando esferas de dimensão D1 ou D2 são adicionadas (e assim, pode ser admitido ser menor em alguma dimensão) pode não exibir qualquer componente significativo na primeira faixa espectral, porém pode exibir um componente significativo na segunda faixa espectral. Se estes dados são determinados para uma formação de rocha particular digamos, então pode ser aplicado a um novo processo de fraturamento conduzido na mesma formação de rocha. Por exemplo, análise em tempo real da resposta espectral dos canais acústicos durante um processo de fraturamento pode ser utilizada para inferir uma dimensão da fratura. A indicação exibida para um operador poderia incluir uma indicação da dimensão de fratura, o que poderia, por exemplo, ser útil em controlar parâmetros de escoamento, se necessário, na escolha de uma dimensão apropriada de material sólido a ser adicionado ao fluido.

[0037] A indicação de pelo menos uma característica de fratura pode compreender uma indicação de transientes, especialmente transientes de frequência relativamente elevada no sinal acústico. Eventos de fratura de interesse são de uma natureza diferente de maneira distinta do ruído de escoamento contínuo provocado pelo fluxo de entrada de pressão elevada 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. O método pode compreender detectar tais transientes para caracterizar o fraturamento. Por exemplo, o método pode compreender implementar uma técnica que observa variações de curto prazo afastadas dos níveis médios variáveis (o detector de transiente) para extrair estes eventos do ruído de fundo e de período longo. O método pode também utilizar as características de eventos de fratura conhecidos para identificar os

eventos de fratura. As características dos eventos de fraturamento conhecidos podem levar em consideração o tipo de formação de rocha que está sendo fraturada, isto é, o método pode procurar assinaturas acústicas associadas com fraturamento que ocorre de maneira genérica e estas assinaturas podem variar de acordo com o tipo de formação de rocha.

[0038] O método pode compreender indicar o número de transientes que foram detectados e/ou a velocidade de ocorrência de transiente. Uma vez que os transientes são indicativos de fraturamento, e o processo é projetado para fraturar a rocha para fornecer trajetos de escoamento, um número mais elevado de transientes pode ser indicativo que o processo de fraturamento está indo bem. O número e/ou velocidade de transientes, portanto, fornece indicação da característica de fraturamento. O número/velocidade de transientes pode ser transferido para o operador do processo de fraturamento e pode ser usado para determinar ou para ajustar os parâmetros do processo de fraturamento. Isto pode levar em consideração o tipo de formação de rocha que está sendo fraturada. Algumas formações de rocha podem fraturar de maneira relativamente fácil, e assim um número relativamente elevado de eventos de fraturamento de intensidade relativamente baixa, isto é, transientes, pode ser esperado em uma velocidade relativamente elevada. Outras formações de rocha podem fraturar menos facilmente e assim podem resultar em eventos de fratura comparativamente menores e menos frequentes, porém mais intensos e daí transientes. Uma vez que o tipo de formação de rocha terá sido acessado antes da formação do poço, o número de, ou velocidade de, transientes detectados pode ser comparado com um número/velocidade esperada.

[0039] A intensidade dos sinais transientes também pode ser detectada. A intensidade do transiente acústico pode ser relacionada à energia do evento de fratura. A intensidade também pode ser relacionada à extensão da fratura resultante, isto é, quão longa é a fratura resultante. Conhecer quão

longe a fratura se propaga, pode ser informação importante.

[0040] O método também pode compreender identificar uma série de transientes relacionados que podem, por exemplo, ser indicativos de um evento de fraturamento de magnitude relativamente elevada. A duração de um transiente e/ou uma série de transientes também pode fornecer uma indicação da magnitude do evento.

[0041] Claramente as ondas sísmicas geradas por um evento de fratura são atenuadas quando elas passam através da rocha, e assim, sinais recebidos na fibra a partir de eventos de fratura que estão ainda mais afastados serão mais atenuados. Assim, o método pode envolver determinar uma localização genérica, ou pelo menos alcance do evento de fratura, de modo que o grau de atenuação pode ser levado em consideração. Por exemplo, o tempo de chegada de um evento transiente particular em diferentes porções de sensoriamento da fibra pode ser utilizado para avaliar uma diferença de comprimento de trajeto desde a origem do transiente até as diversas seções de fibra. Isto pode ser utilizado para avaliar um alcance até a origem do evento de fratura utilizando técnicas do tipo multi-lateração. Outras técnicas para localizar a origem do evento de fratura serão descritas em mais detalhe abaixo.

[0042] A evolução do sinal transiente pode ser analisada, isto é, a duração, tempo de subida e tempo de queda do transiente para determinar o tipo de evento de fratura. Tipos diferentes de fratura podem ter características diferentes. Por exemplo, algumas fraturas podem compreender um evento do tipo “fragmentação” enquanto outros podem compreender uma divisão de estratos da rocha. O conteúdo de energia e/ou evolução do sinal podem ser diferentes para tipos diferentes de fratura.

[0043] As características de frequência dos transientes detectadas também podem ser analisadas, por exemplo, para determinar frequência genérica do transiente, isto é, a frequência da intensidade máxima. A

dispersão de frequência no sinal transiente também pode ser analisada. Por exemplo, um transiente no qual a energia está concentrada em uma ou mais faixas estreitas de frequência, pode indicar um tipo diferente de evento de fraturamento quanto a um transiente no qual a energia se dispersa através de uma faixa relativamente ampla de frequências. O método também pode compreender analisar a intensidade relativa em diferentes bandas de frequência, isto é, a dispersão de frequência da energia acústica.

[0044] Como mencionado, a frequência genérica, ou frequências dominantes do transiente pode fornecer uma indicação da energia e/ou tipo de fratura. Fraturas de energia mais elevada em alguns tipos de rocha poderiam conduzir a transientes de alta frequência. Fraturas que resultam em uma única fratura podem ter um ou mais picos de frequência em frequências definidas, enquanto fraturas do tipo “fragmentação” podem ter uma dispersão de frequência maior. Assim, as características de frequência dos transientes podem fornecer a característica de fraturamento.

[0045] Novamente será observado que a distância da fratura a partir da fibra pode influenciar o componente de frequência do transiente detectado, uma vez que frequências diferentes são atenuadas por quantidades diferentes. Assim, uma indicação da localização do evento de fratura pode ser levada em consideração, por exemplo, ponderando o evento transiente com ponderações dependentes de frequência com base em sua distância avaliada a partir da fibra.

[0046] O método pode, portanto, compreender exibir para um operador dados relativos ao número, velocidade, intensidade, evolução de sinal frequência, e/ou dispersão de frequência, de eventos transientes como uma indicação de característica de fraturamento. O método pode envolver fornecer uma indicação resultante de número e/ou velocidade de fraturas, a dimensão ou intensidade do evento de fratura, uma indicação do tipo de evento de fratura, e/ou, como será descrito abaixo, uma indicação da

densidade de fratura e/ou um mapa de fratura.

[0047] Esta informação pode ser utilizada para controlar o processo de fraturamento. Os parâmetros de escoamento podem ser trocados se os transientes detectados não estiverem ocorrendo a uma velocidade desejada, ou com uma intensidade desejada, ou se as características de transiente não corresponderem a um tipo de fraturamento preferido. Uma vez que a informação pode ser fornecida em tempo real, os parâmetros de processo podem ser ajustados em uma malha de realimentação, para determinar se ou não mudar os parâmetros de escoamento melhora o processo de fraturamento. Por exemplo, a vazão pode ser mudada para determinar se existe uma mudança consequente na velocidade de fraturamento ou no tipo de fraturamento que está ocorrendo.

[0048] Como mencionado, o método pode compreender analisar os transientes para uma ou mais características específicas de tipos de fratura conhecidos, ou indicativos de características de fraturamento preferidas. Dados coletados durante o processo de fraturamento, bem como o fornecimento de realimentação útil em tempo real, também podem ser retidos para análise posterior. Estes dados podem também ser analisados com outros dados coletados durante outros processos de fraturamento, para detectar e qualquer associação durante o processo de fraturamento. Os dados armazenados podem incluir não apenas os dados acústicos, mas também dados relacionados ao tipo de rocha, condições de escoamento, etc. Os dados coletados também podem ser correlacionados com produção subsequente, para identificar características dos transientes que podem ser associados com boa produção.

[0049] Deveria ser observado que o sensor DAS empregado furo abaixo pode, depois de fraturamento, também ser empregado em um sistema de monitoramento de escoamento de entrada durante produção real do poço. Desta maneira, o escoamento de petróleo/gás para o interior do poço pode ser

monitorado e o escoamento relativo a partir de cada local de fraturamento diferente pode ser acessado. Medir o escoamento global no topo do poço é indicativo do processo de fraturamento global para todo o poço. Utilizando o sensor DAS, contudo, a contribuição relativa a partir de cada local de fraturamento ou coleta de locais pode ser acessada.

[0050] Pode, portanto, ser possível correlacionar tipos particulares de transientes em formações de rocha particulares com boas características de produção resultante. Assim, um tipo preferido de transiente para uma formação de rocha particular e as características associadas com este transiente podem ser identificadas.

[0051] Desta maneira a detecção de características de transiente durante um processo de fraturamento pode ser utilizada para indicar quão efetivo é o fraturamento. Esta informação pode ser útil em controlar o processo de fraturamento. Por exemplo, se as características de transientes correspondem àquelas que para formação de rocha particular conduzem tipicamente à boa produção, pode ser que um processo de fraturamento não precise ser continuado por tanto tempo, se as características de transiente são indicativas de produção subsequente menos boa.

[0052] Diversos poços para petróleo/gás são localizados em localizações remotas. Transportar a quantidade de material de sustentação requerida para fraturar é um custo significativo. Se a quantidade de material de sustentação requerida puder ser reduzida de maneira significativa sem perda em produção resultante do poço, isto poderia representar uma economia significativa. O método da presente invenção pode ser empregado para monitorar o processo de fratura e fornecer ao operador como as características de transiente podem permitir ao operador determinar quando melhor terminar o processo, reduzindo assim desperdício de material de sustentação.

[0053] Além disto, o operador pode ser capaz de ajustar os parâmetros de escoamento para alterar as características dos transientes (e daí das

fraturas) para assemelhar melhor características que tipicamente conduzem à boa produção naquele tipo de formação de rocha. Em outras palavras, o operador pode ajustar as propriedades de escoamento e determinar o efeito nas características de transiente para produzir transientes que tenham as características desejadas. Desta maneira o processo pode ser controlado para melhorar a produção resultante.

[0054] Como mencionado acima, o método também pode compreender determinar a direção da origem do transiente, isto é, a direção até a localização do evento de fratura que gerou o transiente. O método também pode compreender determinar um alcance até a origem do transiente.

[0055] A direção até a localização do evento de fratura pode ser determinada comparando o tempo de chegada da perturbação sísmica em diversas localizações diferentes, por exemplo, aplicando técnicas de multi-lateração. O alcance até o evento de fratura também pode ser determinado medindo o tempo de chegada do sinal transiente em diferentes seções da fibra, e um valor da velocidade de propagação de ondas sísmicas através da formação de rocha, que poderia ser medido ou avaliado. Dependendo do trajeto do furo de poço, as diferentes localizações poderiam ser localizações diferentes ao longo do furo de poço. Contudo, se o furo de poço é genericamente reto, tal como poço vertical, ou se situa genericamente em um único plano tal como tendo um eixo vertical a partir da superfície, e seção subterrânea reta horizontal, utilizar dados a partir apenas do DAS furo abaixo, pode resultar em alguma ambiguidade de posição.

[0056] O método pode, portanto, compreender utilizar dados a partir de pelo menos um outro sensor em outra localização. O pelo menos um sensor adicional pode compreender outro sensor acústico distribuído de fibra óptica, por exemplo, um sensor DAS que é colocado em um poço já existente na área circundante, e/ou um sensor DAS em um furo de sondagem de observação perfurado próximo, e/ou um sensor DAS arranjado na ou junto à superfície da

área genérica, tal como enterrado em uma trincheira. A combinação de dados a partir de diferentes sensores em diferentes localizações pode permitir que o ponto de origem, ou pelo menos área genérica de origem, do evento de fratura seja determinado. Isto pode ser utilizado para determinar a extensão da fratura e para controlar o processo de fratura.

[0057] Por exemplo, considere a situação onde haja um poço vertical existente e é admitido ter fraturas que se estendem radialmente para longe do furo de poço por uma distância F (por exemplo, como determinado por pós-processamento de dados sísmicos a partir de um furo de sondagem de observação). Um novo poço vertical é perfurado a uma distância D afastada do primeiro poço, com D sendo ligeiramente maior do que $2F$. O novo furo de poço, que inclui uma primeira fibra óptica para DAS é então perfurado horizontalmente e fraturamento hidráulico realizado. Se o poço existente também compreende uma fibra óptica adaptável para DAS, um segundo sensor DAS, o fraturamento hidráulico pode ser realizado, e os parâmetros de escoamento ajustados com base nos sinais a partir do primeiro DAS na maneira descrita acima. Em adição, contudo, os resultados de ambos, os primeiro e segundo sensores DAS podem ser analisados para detectar transientes que podem ser eventos de fratura, e para detectar o mesmo transiente nos retornos a partir de ambas as fibras, por exemplo, para procurar perturbações acústicas na mesma frequência com o mesmo perfil genérico de intensidade. Se qualquer de tais sinais é identificado, o tempo de chegada em cada fibra pode ser determinado. Inicialmente, uma vez que os eventos de fratura serão muito mais próximos do novo poço, o tempo de chegada no primeiro DAS será antes do tempo de chegada no segundo DAS. Uma vez que o processo de fratura continua, contudo, para qualquer fraturamento que ocorra na direção genérica do poço existente a diferença em tempo de chegada nos sensores DAS irá diminuir. Uma vez que um sinal é detectado, o qual chega no primeiro DAS em quase o mesmo tempo como ele chega no

segundo DAS, isto pode ser assumido para significar que o evento de fratura está aproximadamente tão perto do poço existente como está do novo poço. Neste ponto o processo de fraturamento pode ser interrompido para impedir que as novas fraturas se estendam para o interior da área do poço existente.

[0058] O exemplo acima é um exemplo muito simples, e será evidente que o evento de fratura pode não ter ocorrido na linha direta que une os dois poços. Um outro sensor em um furo de sondagem de observação deslocado da linha que une os dois poços poderia permitir melhor discriminação da posição real. Contudo, será observado que um dos sensores DAS pode ser fornecido no furo de poço no qual o processo de fratura está sendo realizado, e que outro sensor DAS pode ser fornecido em um poço existente. A fibra óptica para este sensor DAS pode ter sido embutida exterior ao revestimento de poço quando o poço existente foi formado. Será, portanto, evidente que o sensor DAS pode já estar no lugar e não necessitar que um furo de sondagem especial para observação seja perfurado. Além disto, o sensor DAS do poço existente pode ser utilizado sem precisar interromper a produção do primeiro poço. Um método de utilizar sensores DAS em diversos furos de poço para mapeamento de fratura representa outro aspecto da presente invenção. Assim, em outro aspecto é fornecido um método para mapeamento de fratura durante um processo de fraturamento hidráulico, que compreende a etapa de receber dados a partir de uma pluralidade de fibras ópticas distribuídas em uma pluralidade de sensores acústicos distribuídos em fibra óptica e em uma pluralidade de furos de poço durante fratura hidráulica, e processar ditos dados para detectar perturbações acústicas que surgem de um evento de fratura que chega em cada um de ditos sensores acústicos distribuídos, e que utiliza o tempo de chegada em cada um de ditos sensores acústicos distribuídos para determinar a localização da origem de dito evento de fratura.

[0059] Fazendo referência novamente ao método de monitorar o processo de fratura, a indicação de pelo menos uma característica de fratura

também pode compreender uma indicação de desmoronamento de material de sustentação. Como mencionado acima, desmoronamento de material de sustentação pode ocorrer onde o fluido de fratura encontra um trajeto de escoamento diferente dos locais de fratura relevantes, por exemplo, para um vazio dentro da formação de rocha, provocado por falha do revestimento de cimento. Como foi descrito acima, em um processo de fraturamento normal, fluido escoar para o interior da formação de rocha através dos locais de perfuração através das fraturas assim provocadas. A montante dos locais de fraturamento, escoamento de fluido e material de sustentação irá criar perturbações acústicas, porém as características das perturbações serão diferentes. Se parte do revestimento falha a montante dos locais de perfuração, isto irá produzir um sinal acústico significativo na localização de falha devido ao escoamento para o interior da formação de rocha neste ponto. Também a pressão reduzida à jusante do ponto de falha será detectável. Assim, o método pode compreender analisar retornos de sinais a partir de porções de sensoriamento da fibra ao longo do comprimento do furo de poço, para detectar quaisquer sinais significativos indicativos de desmoronamento. Se tal sinal é detectado, o operador pode ser alertado e, em algumas modalidades, escoamento adicional pode ser interrompido automaticamente.

[0060] Tanto como detectar a desmoronamento de material de sustentação durante o processo de fraturamento, o método pode compreender a etapa de identificar quaisquer pontos potenciais de falha do revestimento e/ou do cimento circundante antes da etapa de fraturamento hidráulico. Como mencionado acima, o sensor DAS pode ser operado durante disparo das cargas de perfuração. Disparo das cargas de perfuração irá criar uma série relativamente intensa de pulsos acústicos que irão excitar acusticamente de maneira efetiva o furo de poço. Como mencionado acima, a fibra óptica pode ser embutida no cimento que circunda o revestimento. As vibrações transmitidas para a fibra óptica irão, portanto, depender parcialmente da

natureza do revestimento e cimento circundante. Em lugar onde o cimento e revestimento são sólidos, as porções de sensoriamento da fibra podem experimentar um primeiro tipo de resposta. Contudo, em quaisquer áreas onde o revestimento e/ou cimento circundante falhou, a resposta acústica irá variar. Assim, o método pode compreender obter um perfil acústico do furo de poço antes de fraturamento hidráulico, e analisar dito perfil para detectar quaisquer anomalias que poderiam indicar regiões de falha. Em algumas modalidades o perfil acústico poderia ser obtido durante a excitação devido ao disparo de cargas de perfuração, contudo, um perfil acústico poderia ser obtido adicionalmente ou alternativamente devido a outras situações, tais como ferramentas serem inseridas ou retiradas do furo de poço, e/ou um perfil acústico de fundo em resposta a ruído ambiente poderia ser obtido e analisado.

[0061] A invenção também é relativa um sistema para monitoramento furo abaixo, dito sistema compreendendo um interrogador de fibra óptica adaptado para fornecer sensoriamento acústico distribuído em uma fibra óptica arranjada ao longo do trajeto de um furo de poço; um amostrador arranjado para amostrar uma pluralidade de canais de saída a partir de dito interrogador, para fornecer dados acústicos a partir de uma pluralidade de porções de dita fibra em cada um de uma pluralidade de momentos; e um analisador de dados adaptado para processar ditos dados amostrados, para detectar características de fratura e fornecer indicações de ditas características de fratura.

[0062] O sistema da presente invenção oferece todas as mesmas vantagens e pode ser implementado com todas as modalidades da invenção como descritas acima.

[0063] A invenção também fornece um processador, programa de computador e/ou um produto de programa de computador, para realizar quaisquer dos métodos descritos nela e/ou para configurar quaisquer dos

aspectos de aparelhos descritos nela, e um meio legível por computador que tem armazenado nele um programa para realizar quaisquer dos métodos descritos nela e/ou para configurar quaisquer das características de aparelhos descritas nela.

[0064] A invenção se estende a métodos, aparelhos e/ou utilização, substancialmente como aqui descritos com referência aos desenhos que acompanham.

[0065] 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.

[0066] 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.

[0067] 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.

As figuras 6a e 6b ilustram estágios em um processo de fraturamento hidráulico;

As figuras 7a e 7b ilustram retornos de sinal que podem ser obtidos durante um processo de fraturamento hidráulico; e

A figura 8 ilustra o princípio de detectar eventos de fratura em diversas localizações.

[0068] 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, pelo menos 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. Verificou-se que uma fibra óptica que é restringida, por exemplo, neste caso, passando através do enchimento de cimento, exibe 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.

[0069] 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.

[0070] Um exemplo do tipo de saída de dados possível a partir do arranjo da figura 1 está mostrado na figura 2. Aqui o número de canal (e daí profundidade para poços substancialmente verticais) está exibido ao longo do eixo y, com zero representando o canal o mais próximo da superfície. 400 canais estão mostrados. Tempo é exibido ao longo do eixo x, como número de quadro, 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. A plotagem central 204 mostra os mesmos dados depois de sofrerem detecção de 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. O arranjo é tal que os dados estão disponíveis a partir de todos os canais e cada período de amostra. 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 10000 s no eixo x.

[0071] É proposto utilizar o sistema descrito acima para monitorar diversos eventos furo abaixo relacionados a fraturamento, que incluem perfuração, tampão de bloqueio e/ou ajuste de obturador, fratura, desmoronamento de material de sustentação e escoamento de fluido. Em adição, o sistema pode fornecer monitoramento de condição genérica e, em alguns arranjos, também pode permitir comunicação com sensores furo

abaixo.

[0072] Em um processo de extração para poços assim chamados não convencionais, uma vez que o poço tenha sido perfurado e um revestimento instalado, e uma ou mais fibras fornecidas ao longo do trajeto do poço, o poço é perfurado para permitir o ingresso de gás ou de fluido, tal como petróleo ou água, que está sendo extraído. Isto é conseguido comumente utilizando cargas conformadas que são abaixadas no poço em um canhão e disparadas em uma profundidade e orientação desejadas. A carga perfura o revestimento e rompe a rocha adjacente e qualquer material de enchimento tal como cimento, se presente. A figura 6a ilustra uma seção de furo de poço na qual os diversos componentes do furo de poço estão ilustrados utilizando a mesma numeração como descrito acima em relação à figura 1. A figura 6a ilustra que cargas de perfuração em diferentes profundidades foram disparadas para criar perfurações 601, 602 e 603 através do revestimento 104 e cimento 108 para o interior da formação de rocha circundante. Naturalmente, será apreciado que as cargas de perfuração podem ser arranjadas para disparar em diferentes direções para o interior da formação de rocha; para clareza, contudo, todas as perfurações estão ilustradas na mesma direção genérica. Ao orientar as cargas de perfuração para disparo, cuidado deve ser tomado para não disparar a carga de perfuração na fibra óptica 102. Isto pode ser conseguido assegurando que o revestimento de poço na vizinhança da fibra e/ou o condicionamento da fibra fornece uma assinatura magnética relativamente forte e utilizando um detector de anomalia magnética na coluna de carga de perfuração, para determinar e evitar colocar as cargas na localização relativa de dita assinatura.

[0073] Depois de perfuração, a coluna de carga de perfuração é removida, e uma mistura de fluido tal como água e um material de sustentação sólido, tal como areia, é forçada para baixo no poço, em alta pressão, para fraturar a rocha ao longo de linhas de tensão fracas, e para criar e aumentar trajetos permeáveis para gás ou outro fluido penetrar no poço.

[0074] Uma vez que um conjunto de fraturas em um nível tenha sido criado, pode ser desejado criar outro conjunto de fraturas em outro nível. Um tampão de bloqueio é, portanto, inserido abaixo no poço, para bloquear a seção de poço apenas perfurada. O processo de perfuração e fraturamento é então repetido em um nível diferente. A figura 6a ilustra um tampão de bloqueio 604 que isola as partes mais profundas do poço que foram fraturadas anteriormente.

[0075] Este processo é repetido até que todas as fraturas necessárias tenham sido completadas. Neste ponto a tubulação de produção pode ser inserida abaixo no furo de poço, e condicionamentos podem ser inseridos entre a tubulação de produção e o revestimento para fechar o espaço.

[0076] Uma vez completo, o poço começa a produção com produto penetrando no revestimento a partir de formações de rocha adjacentes, e sendo transportado até a superfície.

Monitoramento de perfuração

[0077] Em uma modalidade da presente invenção um sensor DAS é utilizado para monitorar o evento perfuração. Monitorar o evento perfuração pode servir pelo menos a duas finalidades distintas. Primeiramente a localização da perfuração pode ser determinada. Pode ser difícil controlar exatamente a localização e direção da perfuração em um furo de sondagem, e detectar a localização da perfuração pode ser útil para determinar áreas exatas de interesse para monitorar em uma etapa de fraturamento hidráulico subsequente. Além disto, detectar a direção das perfurações é útil por si própria em termos de auxiliar no controle e planejamento de outras perfurações. A capacidade para detectar eventos do tipo perfuração será descrita mais tarde. Também a assinatura acústica do evento perfuração pode ser comparada a certas características esperadas, para determinar se a perfuração ocorreu de maneira satisfatória.

[0078] Em adição a monitorar a própria perfuração, o evento

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 bloqueio já no lugar, etc. A resposta acústica para um evento de perfuração permite que perfil acústico do furo de poço seja coletado e acessado.

[0079] 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 5 kHz se a velocidade de amostragem for prática). Um sistema de dados em 2D de energia detectada para tempo e profundidade (ou posição) pode ser produzido.

[0080] 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.

[0081] O gradiente do traçado identificável pode ser medido uma vez que ele é a velocidade na qual a energia está se propagando através do revestimento de poço. Isto fornece uma medida da velocidade de transmissão no meio. Isto pode ser utilizado para indicar áreas do revestimento de poço que são diferentes devido às mudanças de sua velocidade de transmissão. Isto poderia indicar um problema com a ligação do revestimento, ou aspectos estruturais no próprio revestimento.

[0082] Um algoritmo de rastreamento automatizado poderia ser utilizado para calcular a velocidade deste traçado de energia e determinar áreas onde a velocidade muda.

[0083] 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 velocidade 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).

[0084] 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 desgaste poderiam afetar de maneira significativa a propagação da energia ao longo do revestimento e fibra, e serem identificadas utilizando este método.

[0085] 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 material de sustentação 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 material de sustentação e prejudicando a formação do poço enquanto o problema é enfrentado. A figura 6a ilustra que um vazio 605 no cimento 108 poderia estar presente em uma localização de uma das perfurações, neste caso a perfuração 603. Se tal vazio é detectado, por exemplo, durante uma etapa de perfuração realizada para

uma seção inferior do poço, a perfuração nesta área poderia ser evitada e/ou o vazio enchido antes da perfuração.

[0086] 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.

[0087] O posicionamento e condição de tampões de bloqueio podem também ser acessados desta maneira. Se o tampão de bloqueio 604 não está ajustado na posição correta ou está defeituoso e falhou ou tem probabilidade de falhar, então, durante o processo de fraturamento hidráulico fluido pode ser forçado para o interior de uma parte não desejada do poço, resultando em perda de material de sustentação e de tempo, e potencialmente impactando em fraturas anteriores de sucesso. Determinando antecipadamente que um tampão de bloqueio não está ajustado de maneira correta um novo tampão pode ser inserido onde requerido, antes que o processo de fraturamento hidráulico seja iniciado.

Monitoramento de fluido de fratura e material de sustentação

[0088] Uma vez que as perfurações tenham sido feitas o fluido e material de sustentação são escoados para o interior do poço para provocar fraturamento 606, como ilustrado na figura 6b. As respostas acústicas dos canais acústicos de fibra na vizinhança das perfurações são monitoradas. Escoamento do fluido de alta pressão que contém um particulado sólido através do revestimento 104 cria bastante 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, verificou-se que os canais acústicos na vizinhança dos locais de perfuração exibem uma resposta acústica que é relacionada ao escoamento de

fluido de fratura para o interior do local de perfuração e ao fraturamento que está ocorrendo. Também verificou-se que esta resposta pode ser vista de maneira mais marcante observando as bandas de frequência discretas das perturbações acústicas.

[0089] A figura 7a ilustra a intensidade acústica que pode ser detectada por uma pluralidade de canais acústicos da fibra, na vizinhança dos locais de perfuração ilustrados na figura 6a admitindo que o vazio 605 não esteja presente durante o processo de fraturamento hidráulico. Setas 601, 602 e 603 ilustram a localização dos locais de perfuração. A curva tracejada 700 ilustra uma intensidade média normalizada de todas as perturbações acústicas detectadas pela fibra. Pode ser visto que existe um nível genérico de perturbação de seções acústicas da fibra através de toda a seção mostrada, embora a intensidade caia para canais que representam seções do furo de poço abaixo do tampão de bloqueio 604. Na vizinhança dos locais de perfuração 601, 602 e 603 existem ligeiros aumentos em intensidade acústica. A curva cheia 701 mostra, contudo, a intensidade acústica normalizada para perturbações dentro de uma banda espectral, isto é, perturbações que têm uma frequência dentro de uma faixa particular. Pode ser visto que a diferença de intensidade em sinal na vizinhança dos locais de perfuração é muito mais pronunciada. A banda de frequência exata de interesse pode variar dependendo dos parâmetros do furo de poço, do revestimento, da formação de rocha circundante, e de parâmetros de escoamento do fluido de fratura, isto é, pressão, vazão, tipo de material de sustentação, proporção, etc. Os retornos de sinal podem, portanto, ser processados em inúmeras bandas de frequências diferentes e exibidos para um operador, seja de maneira simultânea, por exemplo, em gráficos diferentes ou curvas sobrepostas de cores diferentes, ou sequencialmente, como selecionado pelo usuário. Os dados também podem ser processados para detectar de maneira automática a banda espectral que forneceu a diferença máxima entre a intensidade em canais na vizinhança do

local de perfuração e canais em outras seções do poço.

[0090] A curva 701 ilustra que a resposta acústica em cada um dos locais de perfuração é aproximadamente a mesma. Isto pode indicar que fluido de fratura está sendo forçado para o interior de todos os locais de perfuração igualmente, e que eles todos têm características similares.

[0091] Em alguns casos, contudo, alguns locais de fratura podem ser (mais) ativos do que outros locais. A figura 6b representa situação que pode ter sido desenvolvida na qual locais de perfuração 601 e 602 foram ampliados pelo fluido de fratura forçado para interior deles e que a formação de rocha está sendo fraturada em pontos de fratura 606. Contudo, nenhum fraturamento significativo está ocorrendo no local de perfuração 603. Isto pode ocorrer por uma variedade de razões, porém, uma vez que tal situação se desenvolva, a maior parte do fluido de fratura pode escoar para os locais de perfuração 601 e 602, com o resultado que o local 603 permanece dormente. Se esta situação continua, então e eventualmente quando o processo de fraturamento está completo, somente locais de perfuração 601 e 602 irão fornecer trajetos significativos para petróleo ou gás escoar para o furo de poço, e assim esta seção do poço será menos eficiente do que projetado.

[0092] Para remediar tal situação os locais de fratura 601 e 602 podem ser parcialmente bloqueados por adição de material sólido ao fluido de fratura, para provocar um bloqueio. Contudo, determinar se todos os locais de fratura estão faturando da mesma maneira não foi possível anteriormente em alguma maneira confiável. A presente invenção, contudo, fornece um mecanismo em tempo real, confiável, para monitorar escoamento de fluido de fratura e determinar se todas as fraturas estão prosseguindo igualmente. A figura 7b ilustra a resposta acústica que pode ser gerada a partir da situação mostrada na figura 6b. A curva tracejada 703 mostra a intensidade total, isto é, a energia acústica para cada canal através de todas as frequências. Novamente, esta curva não mostra a tendência genérica, porém ela é muito

mais clara olhando na curva cheia 704 que, novamente, mostra resposta acústica a partir de uma faixa espectral estreitada. A curva 704 mostra que embora exista uma grande intensidade de sinal nos locais de perfuração 601 e 602 devido ao fluido de fratura que escoar para o interior do local de perfuração e que provoca fraturamento, existe neste caso nenhuma tal resposta na vizinhança do local de perfuração 703. Isto indica que a extensão de qualquer fraturamento através do local de perfuração 603 é limitada de maneira significativa.

[0093] Exibindo tal representação gráfica para um operador em tempo real, o operador recebe informação que permite a ele ver como o processo de fratura 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 o interior de 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 velocidade de fraturamento.

[0094] Em adição a fornecer uma exibição 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 obter escutar os sinais detectados por uma seção particular da 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 ou subterrâneo durante fraturamento hidráulico, é acreditada ser inovadora. Escutando os sinais detectados o operador pode obter 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, ele mesmo, determinar se existem quaisquer diferenças significativas em fraturamento nos diversos locais de perfuração e/ou se mudanças aos parâmetros de escoamento tiveram qualquer efeito significativo.

[0095] Como mencionado acima, em algum caso o fluido de fratura pode não escoar para o interior da rocha e desmoronamento de material de sustentação pode ocorrer. O escoamento de fluido material de sustentação em operação normal irá prosseguir genericamente a uma certa velocidade, com uma certa característica. Se o fluido encontra outro trajeto ou cessa de faturar de maneira correta, as condições de escoamento dentro do poço podem mudar. A resposta acústica durante escoamento de fluido material de sustentação pode, portanto, ser monitorada para detectar qualquer mudança significativa. Se uma parte diferente do revestimento falha, isto pode ser evidente pelo aparecimento súbito de um sinal, tal como um componente de sinal 705 em uma parte diferente do furo de poço. Detecção de tal componente pode ser utilizada para gerar um alarme.

Monitoramento de fratura sísmica

[0096] 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 variáveis médios (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.

[0097] 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:

[0098] A velocidade 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.

[0099] A profundidade para uma seção de poço vertical, na qual fratura está ocorrendo, pode ser determinada de acordo com o canal ou canais nos quais eventos de fratura são detectados. De maneira similar, para uma seção horizontal do poço a fratura pode ser localizada para uma seção horizontal particular. Se o evento de fratura é detectado por diversos canais, o canal que recebe o sinal primeiro pode ser assumido para o mais próximo do evento de fratura, e assim utilizado para identificar a seção relevante de poço, por exemplo, profundidade para uma seção de poço vertical. Além disto, o tempo de chegada em diversos canais pode ser utilizado para fornecer uma avaliação do alcance para a fratura. Avaliando a velocidade de propagação dos sinais sísmicos, as diferenças relativas de trajeto a partir da seção de sensoriamento da fibra até a fonte pode ser calculada e, desde que o mesmo transiente seja detectado em seções de sensoriamento suficientemente diferentes da fibra, o alcance a fonte do transiente pode ser determinado.

[00100] Uma medida de magnitude de fratura pode ser determinada. A intensidade do transiente pode ser indicativa da magnitude da fratura, embora sinais a partir de fraturas mais distantes serão atenuados mais pelo passeio através do terreno do que aqueles a partir de fraturas próximas, e assim a intensidade pode precisar ser ponderada de acordo com a distância da fratura. O conteúdo de frequência do transiente também pode ser indicativo da magnitude da fratura. Fraturas de magnitude maior podem gerar transientes de frequência maior. A duração medida de uma fratura, isto é, a duração do transiente, ou de uma série de transientes relacionados, pode indicar um evento de fraturamento de magnitude elevada. Também o número de canais da fibra que recebem um transiente ou séries de transientes a partir de um único evento pode indicar a extensão ou o alcance da fratura.

[00101] Para fornecer um único parâmetro para frequência, a frequência média da forma espectral do evento pode ser utilizada. Outros parâmetros de frequência que podem ser determinados incluem estatísticas de

segunda ordem, tal como inclinação e curtose.

[00102] Uma indicação do tipo de evento de fraturamento pode ser determinada. Por exemplo, um evento de fratura que fratura estratos de rocha em um cisalhamento relativamente limpo, pode gerar um transiente que tem uma característica de frequência particular, por exemplo, energia pode ser concentrada em uma ou mais bandas de frequência estreitas. Uma fratura que é mais como um evento de fragmentação que quebra a rocha em diversas seções, pode produzir um transiente com um alcance de frequência maior. Além disto, a evolução da intensidade de sinal no transiente ou série de transientes, pode indicar o tipo de fratura.

[00103] As características do transiente podem ser comparadas com uma ou mais características conhecidas de tipos conhecidos de fraturas, por exemplo, obtidas de informação histórica de fraturamento. Por exemplo, as características do transiente podem ser comparadas àquelas detectadas em formações de rocha similares durante o processo de fraturamento para poços que se provaram serem poços eficientes de produção.

[00104] Uma avaliação de alcance a partir do poço pode ser feita com base nas características de frequência de um evento de fratura, quando componentes de frequência diferentes do sinal experimentam níveis diferentes de atenuação.

[00105] 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.

[00106] Em uma modalidade 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).

[00107] Estas duas estatísticas são atualizadas por media exponencial quando cada atualização de dados é recebida utilizando um termo de

decaimento N.

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

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

[00108] Onde os dados sofrem primeiro um FFT e onde cálculos são realizados por canal e por célula de frequência.

[00109] O nível transiente é então definido como:

$$\text{Abs} |\text{novos dados} - \text{dados médios}| / \text{MAD}$$

[00110] 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 velocidade 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.

[00111] 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 velocidade muito reduzida comparada com os eventos normais.

[00112] 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.

[00113] Verificou-se 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.

[00114] 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.

[00115] A figura 8 ilustra um furo de poço 106 que tem uma fibra óptica 102 arranjada abaixo no furo e um interrogador 112 para fornecer um sensor DAS como descrito acima. Um processo de fraturamento hidráulico está sendo realizado no local de perfuração/fratura 801. Um evento de fratura particular ocorre na localização 802. Este evento de fratura irá criar um sinal sísmico transiente que irá propagar para diversos canais de fibra 102. O tempo de chegada em diferentes canais pode ser utilizado para determinar a profundidade do evento de fratura. Em adição, contudo, outro sensor DAS é fornecido por outra fibra óptica 803 arranjada abaixo em um furo de sondagem diferente 804 e conectado a outro interrogador 805. Este sensor DAS adicional pode ser desenvolvido em um poço existente e/ou um sensor DAS pode ser fornecido em um furo de poço fornecido puramente para finalidades de observação. Os sinais a partir do evento de fratura também serão recebidos pelas porções de sensoriamento da fibra 803, e assim serão detectados. Os sinais a partir de ambos os sensores DAS podem ser enviados para um processador central 806 que pode, por exemplo, estar localizado em uma sala de controle, e que analisa os dados para detectar o mesmo sinal transiente que está sendo detectado pelas diversas porções de sensoriamento dos sensores. Técnicas de multi-lateração podem então ser aplicadas para determinar a origem da perturbação acústica, e daí a localização do evento de fratura. Desde que existam sensores suficientes para solucionar qualquer ambiguidade em posição, a localização de diversos eventos de fratura pode ser registrada, e daí um mapa de fratura tridimensional das fraturas produzidas

durante fraturamento hidráulico pode ser gerado. Como mostrado na figura 8, o sensor DAS não tem que ser desenvolvido para abaixo de furos de poço e pelo menos um sensor 807 pode ser localizado no nível de superfície e ou ligeiramente enterrado abaixo da superfície.

Monitoramento de escoamento de entrada

[00116] Embora a presente invenção tenha sido descrita em relação à detecção de evento de fraturamento, será claro que a fibra óptica, quando desenvolvida, irá permanecer no poço durante operação. O sensoriamento DAS também pode fornecer capacidades de sensoriamento úteis relativas à operação subsequente do poço. Por exemplo, o monitoramento de fluido, tal como petróleo e gás que escoam para o interior de poço a partir de uma formação de rocha vizinha, requer tipicamente sensibilidade muito maior do que qualquer das técnicas precedentes, uma vez que ele procura o som característico de petróleo ou gás quando eles penetram no tubo de revestimento, uma fonte de ruído relativamente quieta e sutil. Detectar e quantificar as áreas de escoamento de entrada em 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.

[00117] 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 (enfatizadas com linhas

tracejadas) provocadas por energia ou material que move para cima no tubo.

[00118] 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 velocidades 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.

[00119] Em adição, e como mencionado acima, a configuração dos canais também pode ser ajustada, e diferentes ajustes de canal podem ser utilizados para diferentes operações de monitoramento. Os ajustes 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.

[00120] 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.

[00121] 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 o que significa que sinais de energia mais baixa poderiam ser transmitidos e feitos de maneira também confiável. O pedido GB 2010/00602 também pendente descreve um transdutor acústico adequado para utilização neste ambiente.

[00122] 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.

[00123] 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 furo abaixo de fraturamento hidráulico, caracterizado pelo fato de compreender:

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

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

processar os dados para fornecer uma indicação de pelo menos uma característica de fraturamento;

em que a indicação de pelo menos uma característica de fraturamento compreende uma indicação de pelo menos: (a) dos níveis de intensidade; (b) das frequências; e, (c) da dispersão de frequências das perturbações acústicas em pelo menos uma porção de sensoriamento longitudinal da fibra em uma vizinhança do local de fratura, e em que a indicação é usada para fornecer uma indicação do fluxo material de sustentação e de fluido dentro de uma fratura.

2. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de fornecer uma indicação em tempo real da pelo menos uma característica de fraturamento.

3. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 ou 2, caracterizado pelo fato de que a fibra óptica (102) é arranjada no furo de poço (106) no qual o fraturamento hidráulico é realizado.

4. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 3, caracterizado pelo fato de que a indicação de pelo menos uma característica de fraturamento compreende um sinal audível que representa os sinais acústicos detectados por pelo menos uma porção longitudinal de fibra na vizinhança de um local de fraturamento.

5. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a indicação de pelo menos uma característica de fraturamento

compreende uma comparação dos níveis de intensidade de perturbações acústicas a partir de pelo menos uma porção de sensoriamento longitudinal da fibra na vizinhança de cada uma de uma pluralidade de diferentes locais de fratura.

6. Método de acordo com a reivindicação 5, caracterizado pelo fato de que a indicação de pelo menos uma característica de fraturamento compreende uma exibição de energia acústica para cada uma das porções de sensoriamento longitudinal separadas que estão sendo monitoradas.

7. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 ou 6, caracterizado pelo fato de que as perturbações acústicas medidas a partir de pelo menos uma porção de sensoriamento longitudinal na vizinhança de um local de fraturamento são divididas em uma ou mais bandas espectrais e uma intensidade média determinada para cada uma das bandas espectrais.

8. Método de acordo com a reivindicação 7, caracterizado pelo fato de que a indicação de pelo menos uma característica de fratura compreende uma exibição para pelo menos uma porção de sensoriamento longitudinal da fibra para cada local de fraturamento, da intensidade acústica a partir de uma banda espectral selecionada.

9. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 7 ou 8, caracterizado pelo fato de compreender a etapa de analisar dados a partir de uma pluralidade de bandas espectrais para identificar uma banda espectral de interesse.

10. Método de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de que a etapa de analisar compreende determinar uma banda espectral na qual a intensidade de perturbações acústicas naquela banda espectral nas porções de sensoriamento longitudinal de fibra que correspondem aos locais de fratura são significativamente mais elevadas do que a intensidade em outras porções de sensoriamento longitudinal próximas.

11. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 9 ou 10, caracterizado pelo fato de que a etapa de analisar compreende detectar qualquer banda espectral na qual a intensidade em uma ou mais porções de sensoriamento

longitudinal que correspondem a um local de fratura é significativamente mais baixa do que a intensidade em porções de sensoramento longitudinal que correspondem a um ou mais outros locais de fratura.

12. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 9 a 11, caracterizado pelo fato de que a indicação de pelo menos uma característica de fratura compreende uma exibição da intensidade de perturbações acústicas a partir de pelo menos uma porção de sensoramento longitudinal na vizinhança do local de fratura na banda espectral de interesse.

13. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 9 a 12, caracterizado pelo fato de que a banda espectral de interesse compreende uma indicação de uma característica de fratura.

14. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 13, caracterizado pelo fato de compreender a etapa de monitorar a evolução de intensidades das porções de sensoramento longitudinal da fibra que correspondem aos locais de fratura durante o processo de fraturamento.

15. Método de acordo com a reivindicação 14, caracterizado pelo fato de compreender a etapa de determinar qualquer mudança significativa em uma intensidade média em qualquer mudanças de porção de sensoramento longitudinal relevante e/ou as intensidade relativas nas porções de sensoramento longitudinal da fibra que correspondem aos locais de fratura.

16. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 15, caracterizado pelo fato de que a indicação de pelo menos uma característica de fratura compreende uma indicação de desmoronamento de material de sustentação.

17. Método de acordo com a reivindicação 16, caracterizado pelo fato de compreender analisar dados de porções de sensoramento da fibra ao longo do comprimento do furo de poço durante o fraturamento hidráulico, para detectar quaisquer sinais indicativos de escoamento de fluido para fora do revestimento do poço que não corresponda a um local de fraturamento.

18. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 16 ou 17, caracterizado pelo fato de compreender adicionalmente a etapa de identificar quaisquer pontos potenciais de falha do revestimento e/ou do cimento circundante antes de fraturamento hidráulico.

19. Método de acordo com a reivindicação 18, caracterizado pelo fato de compreender a etapa de monitorar a perturbação acústica a partir de uma pluralidade de porções de sensoriamento da fibra, para gerar um perfil acústico do furo de poço (106) e analisar o perfil para detectar quaisquer anomalias.

20. Método de acordo com a reivindicação 19, caracterizado pelo fato de que o perfil acústico é adquirido por monitoramento das perturbações acústicas em resposta a uma carga de perfuração disparada.

21. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 20, caracterizado pelo fato de compreender a etapa de realizar a detecção de transientes.

22. Método de acordo com a reivindicação 21, caracterizado pelo fato de que a indicação de pelo menos uma característica de fratura compreende uma indicação de um número e/ou velocidade de transientes no sinal acústico.

23. Método de acordo com a reivindicação 22, caracterizado pelo fato de que a indicação compreende uma comparação do número e/ou taxa de transientes para um número/taxa esperada.

24. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 21 a 23, caracterizado pelo fato de que a indicação de pelo menos uma característica de fratura compreende uma indicação de uma intensidade de transientes no sinal acústico.

25. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 21 a 23, caracterizado pelo fato de que a indicação de pelo menos uma característica de fratura compreende uma indicação de uma duração de transientes ou de uma série de transientes no sinal acústico.

26. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 21 a 23,

caracterizado pelo fato de que a indicação de pelo menos uma característica de fratura compreende uma indicação de uma frequência de transientes no sinal acústico.

27. Método de acordo com a reivindicação 26, caracterizado pelo fato de compreender analisar uma dispersão de frequência de transientes detectados.

28. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 21 a 26, caracterizado pelo fato de compreender analisar uma evolução do sinal transiente ou de uma série de sinais transientes.

29. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 21 a 28, caracterizado pelo fato de que a detecção de transientes inclui manter uma medida de desvio médio absoluto.

30. Método de acordo com a reivindicação 29, caracterizado pelo fato de que a medida de desvio médio absoluto é atualizada por uma realização de média exponencial usando um termo de decaimento N.

31. Método de acordo com a reivindicação 30, caracterizado pelo fato de que o termo de decaimento N é variado de maneira adaptável.

32. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 21 a 31, caracterizado pelo fato de compreender utilizar uma técnica de tempo de chegada para determinar pelo menos um de uma direção para um alcance para, ou uma localização da origem do transiente.

33. Método de acordo com a reivindicação 32, caracterizado pelo fato de compreender adicionalmente a etapa de analisar dados a partir de pelo menos um outro sensor em outra localização.

34. Método de acordo com a reivindicação 33, caracterizado pelo fato de que o pelo menos um sensor adicional compreende pelo menos um outro sensor acústico distribuído em fibra óptica.

35. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 21 a 34, caracterizado pelo fato de que a indicação de pelo menos uma característica de

fratura compreende um mapa de fratura.

36. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 35, caracterizado pelo fato de que as etapas de interrogar a fibra e amostrar dados compreende lançar uma série de pulsos ópticos na fibra e detectar radiação Rayleigh de retrodifusão por meio da fibra, e processar a radiação Rayleigh de retrodifusão detectada para fornecer uma pluralidade de porções de sensoriamento longitudinal discretas da fibra.

37. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 36, caracterizado pelo fato de que a fibra é uma fibra de monomodo que é, isenta de qualquer estímulo externo, livre de qualquer mudança substancial de propriedades ópticas ao longo do comprimento da fibra.

38. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 37, caracterizado pelo fato de que as porções de sensoriamento longitudinal da fibra têm 10 m ou menos em comprimento.

39. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 38, caracterizado pelo fato de que a fibra é amostrada a uma taxa de amostragem que é maior do que ou igual a 5 kHz.

40. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 39, caracterizado pelo fato de que pelo menos 250 canais são amostrados simultaneamente.

41. Método para fraturamento hidráulico de um furo de poço, caracterizado pelo fato de compreender as etapas de:

escoar um fluido de fratura abaixo do furo de poço sob pressão,
realizar o método de monitorar como definido em qualquer uma das reivindicações 1 a 40; e,

ajustar os parâmetros de escoamento do fluido de fratura em resposta à indicação de pelo menos uma característica de fraturamento.

42. Método de acordo com a reivindicação 41, caracterizado pelo fato de que a etapa de ajustar os parâmetros de escoamento compreende pelo

menos um de: interromper o escoamento; ajustar a taxa de fluxo; e, adicionar material sólido adicional ao fluido de fratura.

43. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 41 ou 42, caracterizado pelo fato de compreender determinar características de transientes nos sinais acústicos detectados e ajustar os parâmetros de escoamento para conseguir uma característica transiente desejada.

44. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 41 a 43, caracterizado pelo fato de compreender ajustar automaticamente os parâmetros de escoamento com base na característica de fraturamento.

45. Sistema para monitoramento furo abaixo, caracterizado pelo fato de compreender

um interrogador de fibra óptica adaptado para fornecer sensoramento acústico distribuído em uma fibra óptica arranjada ao longo do trajeto de um furo de poço;

um amostrador arranjado para amostrar uma pluralidade de canais de saída a partir do interrogador para fornecer dados acústicos a partir de uma pluralidade de porções da fibra em cada um de uma pluralidade de momentos; e,

um analisador de dados adaptado para processar os dados amostrados para detectar características de fratura e fornecer indicações das características de fratura;

em que a indicação de pelo menos uma característica de fraturamento compreender uma indicação de pelo menos um de: (a) os níveis de intensidade; (b) as frequências; e, (c) a dispersão de frequências das perturbações acústicas em pelo menos uma porção de sensoramento longitudinal da fibra na vizinhança de um local de fratura, e em que a indicação é usada para fornecer uma indicação do fluxo material de sustentação e do fluido dentro de uma fratura.

46. Sistema de acordo com a reivindicação 45, caracterizado pelo fato de que a fibra óptica é estendida ao longo de um exterior do revestimento de poço.

47. Meio de armazenamento legível por computador, caracterizado pelo fato de compreender, armazenado em si, instruções legíveis por computador, que quando operado em um computador e conectado a, ou configurado dentro de, um controlador para um interrogador óptico ou fibra óptica furo abaixo, realizam o método como definido em qualquer uma das reivindicações 1 a 44.

48. Método para mapeamento de fratura durante um processo de fraturamento hidráulico, caracterizado pelo fato de compreender a etapa de receber dados a partir de uma pluralidade de sensores acústicos distribuídos em fibra óptica em uma pluralidade de furos de poço durante uma fratura hidráulica, e processar os dados para detectar perturbações acústicas que surgem de um evento de fratura que chegam a cada um dos sensores acústicos distribuídos e utilizando o tempo de chegada em cada um dos sensores acústicos distribuídos para determinar a localização da origem do evento de fratura.

49. Uso de um sistema de sensor acústico distribuído furo abaixo em um furo de poço, como definido na reivindicação 46, no qual o fraturamento hidráulico está sendo realizado para fornecer informação a respeito do processo de fraturamento, caracterizado pelo fato de controlar o processo de fraturamento hidráulico.

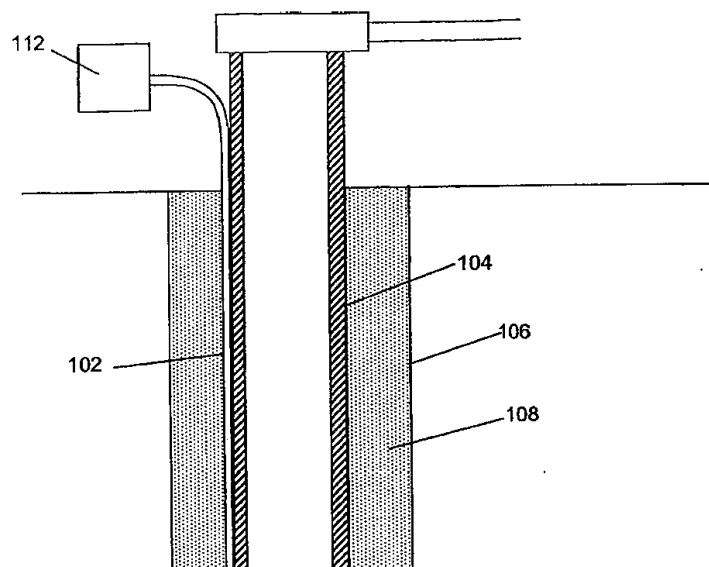


Fig. 1

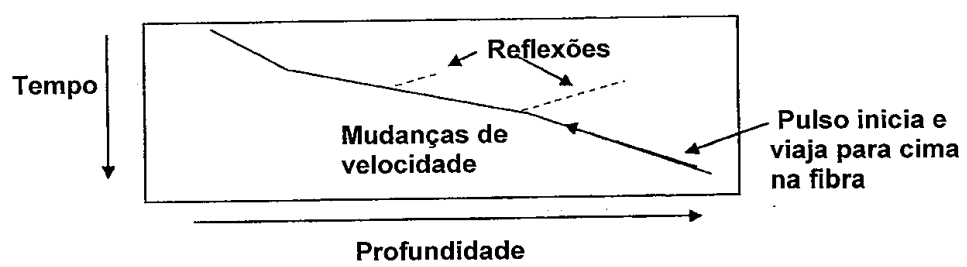


Fig.3

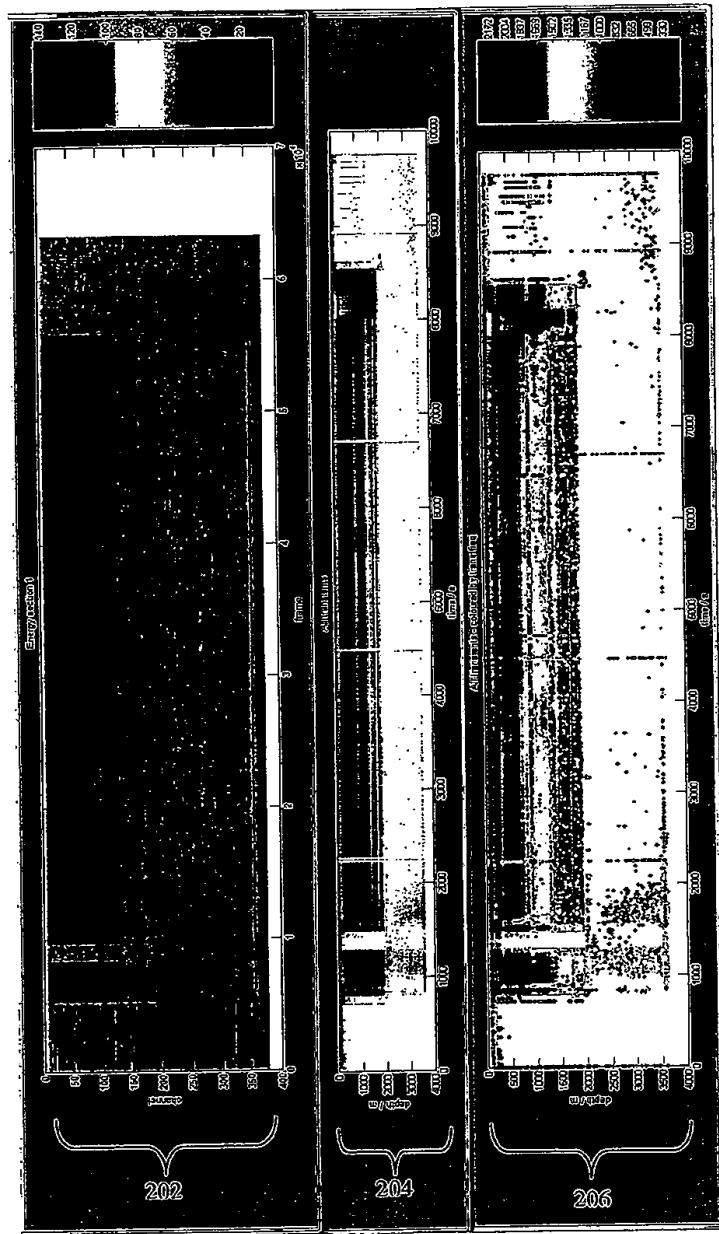


Fig.2

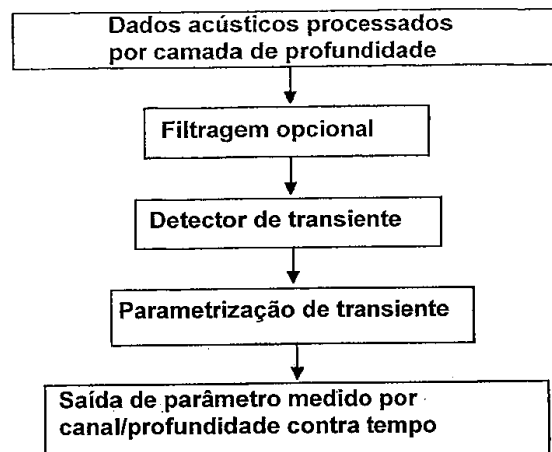


Fig. 4

Escoamento em cascata durante fase de escoamento - com integração a 3,25 segundos

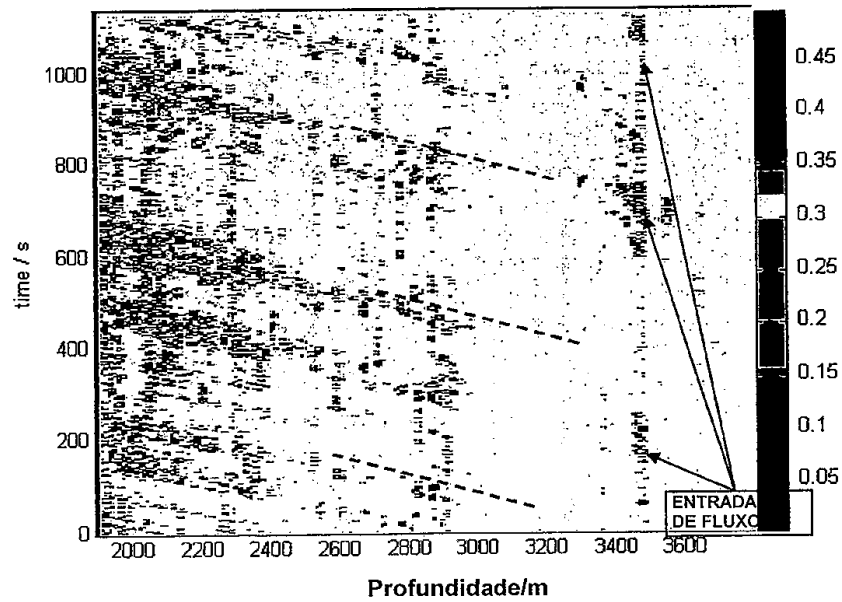


Fig. 5

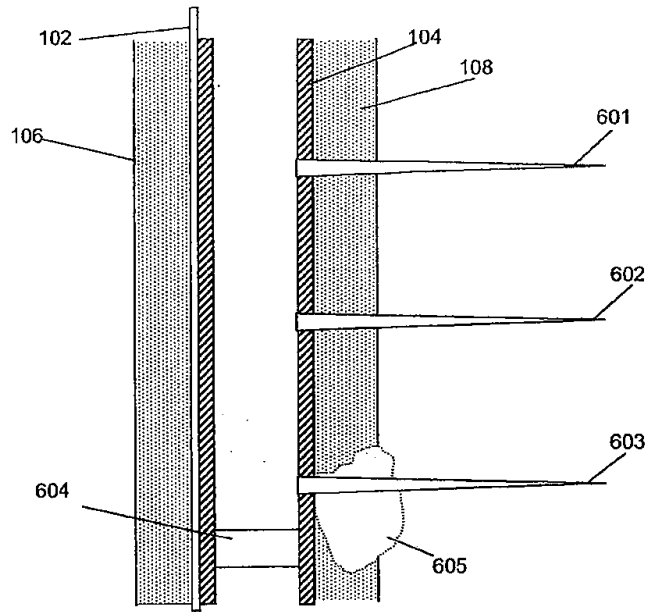


Fig. 6a

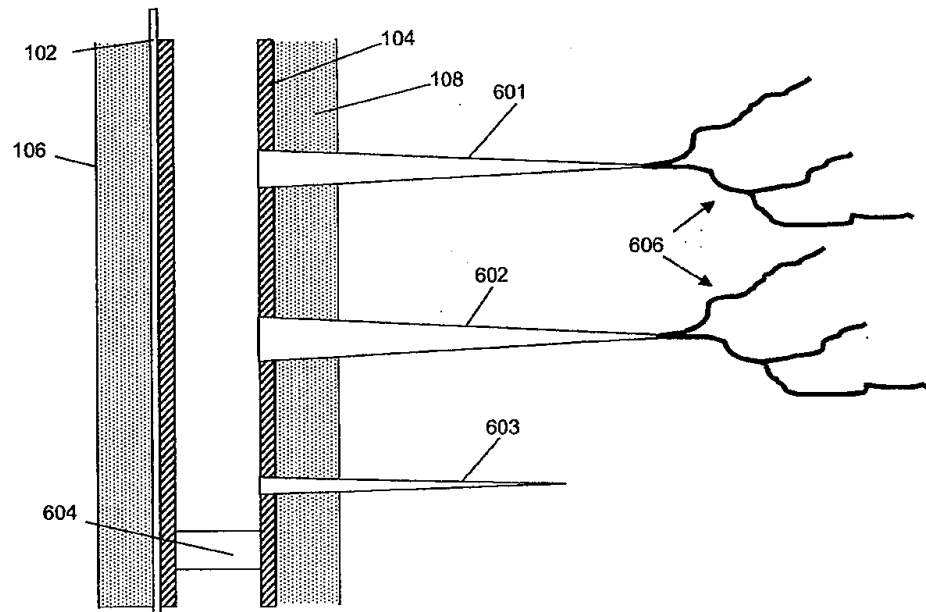


Fig. 6b

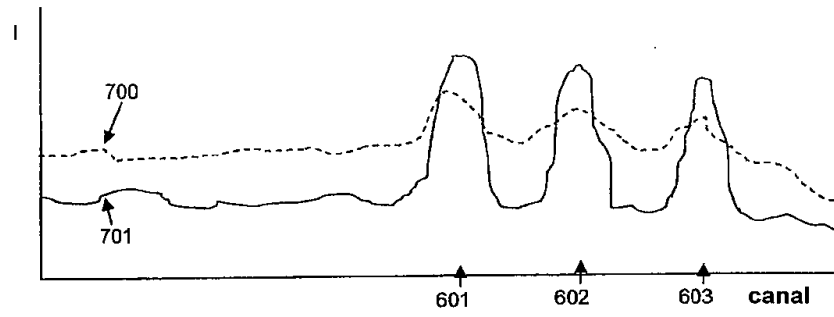


Fig. 7a

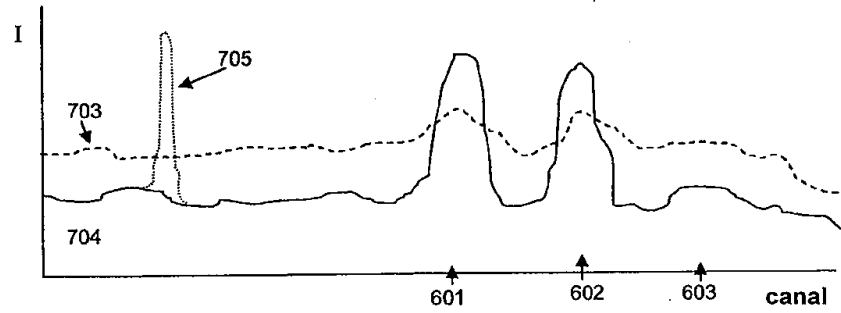


Fig. 7b

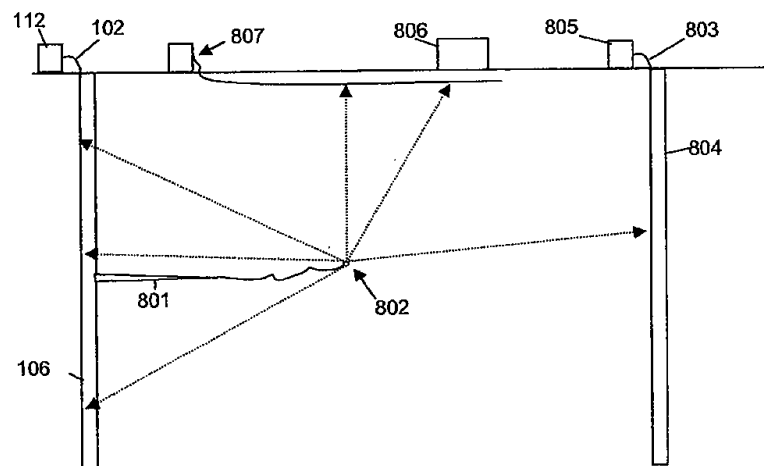


Fig. 8