

MÉTODO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA Y LA DIMENSIÓN

RESUMEN – OBJETO Y FINALIDAD DE LA INVENCION

Se describe un método para caracterizar la formación subterránea. Un método incluye: la ubicación de un fluido subterráneo dentro de un pozo que se extiende en al menos una parte de la formación subterránea para inducir una o más fracturas; medir la respuesta de presión a través de uno o más sensores de presión instalados en la formación subterránea; y determinar una característica física de las una o más fracturas.

SECTOR: Perforación de la tierra; estudio de las perforaciones y pozos.

MÉTODO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA Y LA DIMENSIÓN

CAMPO DE LA INVENCION

[0001] La presente invención se refiere en general a la fracturación hidráulica. Más particularmente, pero no a modo de limitación, las realizaciones de la presente invención incluyen herramientas y métodos para la determinación de la orientación de la fractura hidráulica y las dimensiones utilizando sensores de presión de fondo de pozo.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

[0002] La fracturación hidráulica es una técnica de estimulación de importancia económica aplicada a los yacimientos para aumentar la producción de petróleo y gas. Durante el proceso de estimulación de la fracturación hidráulica, los fluidos a alta presión se inyectan en una roca del yacimiento. Las fracturas se crean cuando los fluidos presurizados superan la resistencia a la ruptura de la roca (es decir, la presión del fluido excede el estrés in-situ). Estas fracturas inducidas y sistemas de fracturas (red de fracturas) pueden actuar como vías por las cuales migra el petróleo y el gas natural en camino a un pozo y, finalmente, sacado a la superficie. Eficiente y precisa caracterización de sistemas de fracturas creados es importante para darse cuenta más plenamente de los beneficios económicos de la fracturación hidráulica. La determinación y evaluación de la geometría de la fractura hidráulica puede influir en las prácticas de desarrollo de campos en una serie de aspectos importantes, tales como, pero no limitado a, la separación/ubicación del diseño del pozo, rellenos de perforación de pozos y el tiempo, y finalización del diseño.

[0003] Más recientemente, la fracturación del esquisto de los pozos horizontales para producir gas se ha convertido cada vez más en algo importante. La perforación de pozo horizontal se puede formar para llegar a las regiones deseadas de una formación no fácilmente accesible. Cuando hidráulicamente se fracturan pozos horizontales, múltiples etapas (en algunos casos decenas de etapas) de fracturación pueden ocurrir en un solo pozo. Estas etapas de fractura se implementan en una sola perforación del pozo para aumentar los niveles de producción y proporcionar un drenaje eficaz. En muchos casos, también puede haber múltiples pozos por ubicación.

[0004] Hay varias técnicas convencionales (por ejemplo, la formación de imágenes microsísmicas) para la caracterización de la geometría, la ubicación, y la complejidad de las fracturas hidráulicas fuera del campo. Como un método

indirecto, la técnica de imagen microsísmica puede sufrir de una serie de problemas que limitan su eficacia. Mientras que las imágenes microsísmicas pueden capturar una falla de corte de las fracturas naturales activadas durante la estimulación de pozos, normalmente es menos eficaz en la apertura de fracturas hidráulicas de captura de tensión de sí mismos. Por otra parte, existe un considerable debate sobre la interpretación de micro sismos y cómo se relacionan con fracturas hidráulicas. Otras técnicas convencionales incluyen la resolución de la geometría de las fracturas como un problema inverso. Este enfoque utiliza patrones geométricos definidos y varía ciertos parámetros hasta que los valores de producción simulados numéricamente coincidan con datos de campo. En la práctica, la multiplicidad de parámetros que intervienen en combinación con geometrías idealizadas puede resultar en soluciones no únicas.

BREVE RESUMEN DE LA DESCRIPCIÓN

[0005] La presente invención se refiere en general a la fracturación hidráulica. Más particularmente, pero no a modo de limitación, las realizaciones de la presente invención incluyen herramientas y métodos para la determinación de la orientación de la fractura hidráulica y dimensiones utilizando sensores de presión de perforación. En la presente invención se puede controlar la evolución de las tensiones del yacimiento a lo largo del período de vida de un campo durante la fracturación hidráulica. La medición y/o identificación de regímenes de estrés favorables puede ayudar a maximizar la eficiencia de los tratamientos de fracturación de múltiples etapas en yacimientos de esquisto.

[0006] Un ejemplo de un método para la caracterización de una formación subterránea incluye: la ubicación de un fluido en un pozo subterráneo que se extiende en al menos una parte de la formación subterránea para inducir una o más fracturas; medir la respuesta de presión a través de uno o más sensores de presión instalados en la formación subterránea; y determinar una característica física de las una o más fracturas.

[0007] Otro ejemplo incluye: la ubicación de un fluido de fracturación en un pozo de una formación subterránea a una velocidad suficiente para inducir una fractura y una respuesta de presión dentro de la formación subterránea; la medición de la respuesta de presión a través de uno o más medidores de presión instalados en lugares seleccionados dentro de la formación subterránea; y determinar una característica física de la fractura.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

[0008] Una comprensión más completa de la presente invención y los beneficios de los mismos pueden ser adquiridos por referencia a la siguiente descripción tomada en conjunción con los dibujos adjuntos en los que:

[0009] La FIGURA 1 muestra la configuración de un yacimiento monitoreado por indicadores de presión.

[0010] La FIGURA 2 (medidor medio) y la FIGURA 3 (medidor inferior) muestran una respuesta poroelástica del yacimiento en la FIGURA. 1 sometido a una presión neta en el interior de la fractura hidráulica por tensión.

[0011] La FIGURA. 4 ilustra la configuración de la perforación de pozos tal como se describe en el Ejemplo 1.

[0012] La FIGURA. 5 grafica la respuesta de presión en las fracturas y los pozos de control de la FIGURA. 4.

[0013] La FIGURA. 6 es una vista cercana de la FIGURA. 5 como se describe en el Ejemplo 1.

[0014] La FIGURA. 7 es una vista cercana de la FIGURA. 5 como se describe en el Ejemplo 1.

[0015] La FIGURA. 8 es una vista cercana de la FIGURA. 5 como se describe en el Ejemplo 1.

[0016] La FIGURA. 9 es una vista cercana de la FIGURA. 5 como se describe en el Ejemplo 1.

[0017] La FIGURA. 10 ilustra la configuración de la perforación de pozos y de las fracturas como se describe en el Ejemplo 1.

[0018] La FIGURA. 11 ilustra un modelo tal como se describe en el Ejemplo 1.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

[0019] Ahora se hará referencia en detalle a las realizaciones de la invención, uno o más ejemplos los cuales se ilustran en las Figuras adjuntas. Cada ejemplo se proporciona a modo de explicación de la invención, no como una limitación de la invención. Será evidente para los expertos en la técnica que diversas modificaciones y variaciones se pueden hacer en la presente invención sin apartarse del alcance o espíritu de la invención. Por ejemplo, las características ilustradas o descritas como parte de una forma de realización se pueden utilizar en otra realización para producir una realización adicional. Por lo tanto, se pretende que la presente invención cubra dichas modificaciones y variaciones que entran dentro del alcance de la invención.

[0020] Recientemente, el desarrollo de pozos horizontales en yacimientos no convencionales han utilizado cada vez varios medidores de fondo de pozo para

vigilar las variaciones de presión y temperatura, tanto durante la fase de estimulación como en la fase de producción. Por ejemplo, las variaciones de presión pueden ser observadas por el pozo de control/compensador durante las operaciones de fracturación hidráulica en casi todas las etapas. Estas respuestas de presión pueden variar desde sólo un poco de kPa (un par de psi) a más de 6,895kPa (mil psi). Modelar el impacto geomecánico de una fractura que se propaga puede demostrar que casi todas las respuestas de presión observadas no representan una comunicación hidráulica entre la fractura y el pozo de control. En lugar de ello se introduce una respuesta poroelástica al estrés mecánico durante el proceso de fracturación.

[0021] Cuando una carga de estrés se aplica a un material poroso lleno de líquido, la presión dentro de los poros se incrementará en respuesta a la misma (efecto de estrujamiento). La presión de poro incrementada luego se disipa progresivamente hasta que se alcanza el equilibrio. En una formación de esquisto, la difusión puede ser tan lenta que el exceso de presión se mantiene durante toda la fase de estimulación. Como resultado, la respuesta de presión captada por los medidores de perforación es directamente proporcional a la perturbación inducida por el estrés de deformación de tensión tomando lugar durante la propagación de una fractura hidráulica.

[0022] Después de la construcción de un modelo geomecánico de una propagación de la fractura por tensión en un material poro lineal-elástico, hemos sido capaces de igualar la respuesta de presión de una etapa de fracturación y estimar la altura, la longitud y la orientación de la fractura hidráulica. Al final de la etapa, el medidor de perforación cuenta con una caída de presión que representa el cierre de la fractura inducida, como la salida de fluido de fracturación que están fuera en la formación. Mediante la simulación del proceso de salida, hemos sido capaces de calcular la permeabilidad efectiva de la formación después de que ha sido estimulada, a menudo referida como la permeabilidad SRV. Cuando se aplica a diferentes casos de campo, esta tecnología ha sido capaz de identificar las diferencias en el crecimiento en altura y permeabilidad estimulada entre un agua aceitosa y una terminación híbrida.

[0023] El análisis de la respuesta poroelástica está mostrando un gran potencial en la reducción a la incertidumbre de los tratamientos de fracturación de múltiples etapas en las perforaciones no convencionales. Entre sus muchas ventajas, se basa en modelos físicos simples bien establecidos (lineal-poro-elasticidad), es mucho menos sensible a las heterogeneidades de roca de análisis transitorios de presión, cada etapa puede ser igualada por separado, y el ruido de señal de relación es pequeño. Además, a diferencia de la microsismicidad la cual captura

los eventos de fallo de cizallamiento en las fracturas naturales, esta tecnología mide directamente la dilatación de la fractura hidráulica real.

[0024] La presente invención proporciona herramientas y técnicas para la caracterización de una formación subterránea sometida a la estimulación. Más específicamente, la presente invención evalúa dimensiones y orientaciones de las fracturas inducidas durante la fracturación hidráulica utilizando la información de respuesta de presión reunida de la perforación en uno o más pozos (por ejemplo, activo, de compensación, de control). La longitud, altura, posición vertical, y la orientación de las fracturas hidráulicas pueden ser evaluadas mediante la relación de las variaciones de presión medidas de la perforación a la dilatación de la fractura real. El uso de sensores de presión múltiples (en un solo pozo o en múltiples pozos) permite la geometría de la fractura para ser triangulada durante toda la fase de propagación.

[0025] A diferencia de algunos de los métodos convencionales (por ejemplo, análisis microsísmico), la presente invención es una caracterización directa de las fracturas hidráulicas. La presente invención también puede ser implementada ampliamente en múltiples etapas, pozos horizontales multi-laterales y mejora dramáticamente la caracterización de yacimientos estimulados. Tales mejoras podrían afectar a numerosos aspectos de los pronósticos de producción, evaluación de reservas, el desarrollo del campo, terminaciones de pozos horizontales y similares. La incertidumbre presente en las mediciones de presión de perforaciones son generalmente bajas y proporcionan una alta relación señal-ruido. Otras ventajas serán evidentes a partir de la divulgación de la presente memoria.

Control de presión durante la fracturación hidráulica

[0026] Una formación subterránea sometida a estimulación (por ejemplo, la fracturación hidráulica) experimenta estrés y, posteriormente, responde a dicho estrés. En términos de presión dentro de la formación subterránea, una respuesta puede ser el resultado de uno o más de: mecanismos de interferencia (por ejemplo, comunicación hidráulica, interferencia de estrés), perturbación (presión, mecánica), la medición en sí (directa o indirecta), y similares. Un análisis cuidadoso de la respuesta de presión puede proporcionar información acerca de la fractura (por ejemplo, longitud, orientación), red de fracturas (por ejemplo, conectividad, extensión lateral), y la formación (por ejemplo, nativa, permeabilidad estimulada; fracturas naturales; anisotropía del estrés, heterogeneidad).

[0027] Tal como se utiliza aquí, el término "respuesta poroelástica" se refiere a un fenómeno que resulta de un aumento de presión de fluido provocada por, por

ejemplo, una carga de estrés aplicada ("efecto de exprimido") en un material poroso lleno de líquido. Una respuesta poroelástica se diferencia de una respuesta hidráulica, ya que resulta de una comunicación de presión de fluido directa entre la fractura inducida y un medidor de perforación. Típicamente, estos resultados de carga de estrés son aplicados en un aumento incremental en la presión de poro, que luego se disipa progresivamente hasta que se alcanza el equilibrio ("respuesta de drenado"). Durante la fracturación hidráulica, el efecto de exprimido se logra cuando la presión neta de fracturación provoca la dilatación de tensión ("efecto de exprimido") en la propagación de fracturas. Sin embargo, en una típica formación de esquisto, la difusión es insignificante y el exceso de presión se mantiene en los poros(s) ("respuesta sin drenaje") a lo largo de la fase de estimulación.

[0028] Al final de la estimulación, las fracturas inducidas se cierran progresivamente como los fluidos de fracturación de salida dentro de la formación, por lo tanto "no-se exprime" la roca. Esto a su vez conduce a una disminución en la respuesta poroelástica del medidor de perforación. La tasa de cambio en la respuesta poroelástica depende de qué tan rápido el fluido de fracturación se sale de las fracturas inducidas, que están directamente relacionadas con la permeabilidad de la roca estimulada situada en la proximidad de la fractura hidráulica (a menudo referido como Volumen del yacimiento estimulado o SRV). Durante la fracturación hidráulica, la respuesta poroelástica puede ser el resultado de variaciones en la dilatación de la tensión, durante la propagación de la fractura hidráulica y el cierre.

[0029] La FIGURA 1 ilustra un ejemplo de configuración de sensores de presión instalados en la perforación. Como se ve, esta instalación cuenta con un monitor de pozo 10 con dos manómetros (medidor medio 20 y medidor inferior 30). El medidor 20 se encuentra por encima de una primera fractura 40 ("7192H") que se encuentra a unos 600 pies lateralmente desde el monitor de pozo 10. El medidor inferior 30 se encuentra por debajo de la fractura 7192H pero por encima de la fractura 50 ("7201H") que se encuentra aproximadamente a 700 pies lateralmente desde el pozo de control 10. La respuesta poroelástica como es medida por los indicadores de presión se ha trazado en función del tiempo en las FIGS. 2 (medidor medio) y 3 (medidor inferior). Picos afilados verticales (por ejemplo, la línea entre las líneas punteadas en la FIG. 3) que se muestran en las FIGS. 2 y 3 es en gran parte debido a la dilatación de fractura por la tensión causada por un aumento de presión de la red cuando se introduce el fluido de fracturación. La relajación de presión (por ejemplo, parte de la señal después de las líneas punteadas en la FIG. 3) se debe en gran parte al cierre de la fractura como resultado de la salida de líquido dentro del yacimiento estimulado.

Por lo general, una respuesta poroelástica a pequeña escala va de varios kPa (varios psi) a varios cientos de kPa (varios cientos de psi), aunque se pueden observar los cambios de presión por encima de $\sim 6895\text{kPa}$ (~ 1000 psi). Una respuesta poroelástica se puede propagar y ser detectado por los sensores de presión situados a miles de pies de distancia de la fractura que se propaga. Mediante el análisis de los datos de presión, propagación, así como las características (por ejemplo, longitud, altura, orientación) de una fractura hidráulica que pueden ser rastreadas durante cada etapa de un proceso de fracturación.

[0030] El análisis de la respuesta poroelástica puede ser asistido por un modelo de fracturamiento hidráulico y geomecánico utilizado para recrear sintéticamente la respuesta poroelástica a la perturbación del estrés mecánico causado por el desplazamiento de las paredes de la fractura (dilatación) durante la propagación de la fractura hidráulica. Cuando una carga de estrés se aplica a un material poroso lleno de líquido, la presión dentro de los poros aumentará en respuesta a la misma ("efecto de exprimido"). La presión de poro en aumento luego se disipa progresivamente hasta que se alcanza el equilibrio. En formaciones de esquisto, la difusión es típicamente tan lenta de tal manera que el exceso de presión se mantiene durante toda la fase de estimulación. Como resultado, la respuesta de presión captada por los sensores de presión de perforación es directamente proporcional a la perturbación de estrés inducida por la deformación de tensión que toma lugar durante la propagación de una fractura hidráulica. La señal de presión detectada por los sensores de presión de perforación puede ser sintéticamente calculada utilizando un modelo numérico. Un ejemplo de un modelo numérico adecuado utilizado es el método simétrico de elementos de contorno Galerkin (BEM) y también se aplica el método de elementos finitos (MEF) con el fin de simular la interferencia de estrés (incluyendo la respuesta poroelástica) inducida por propagación de la fractura hidráulica. El BEM se utiliza para modelar las fracturas hidráulicas totalmente tridimensionales que interactúan con campos de estrés complejos. Las fracturas hidráulicas tridimensionales resultantes pueden ser superficies no planas y pueden ser cuadriculadas e insertadas dentro de un volumen limitado para permitir la aplicación de cálculos MEF.

[0031] Una vez que la información de geometría ha sido determinada, entonces se puede introducir como una entrada en un simulador de yacimiento para, entre varias cosas, pronósticos de producción, la evaluación de yacimientos, y similares. La información de la geometría también puede influir en las prácticas de desarrollo de campos tales como, pero no limitado a, diseño de espaciado de pozo, perforación de pozos de relleno, y diseño de la terminación.

[0032] A niveles de paso de tiempo, la abertura local predicha por la simulación de fractura hidráulica se puede aplicar como una condición de contorno para el MEF para calcular un campo de estrés perturbado alrededor de una fractura dilatada. La respuesta poroelástica a la propagación de la fractura hidráulica, se puede controlar en puntos específicos del yacimiento, lo que corresponde a la ubicación de los sensores de presión instalados en los pozos de compensación/control. Los modelos numéricos se pueden utilizar para generar las curvas que se pueden utilizar para interpretar la señal de presión de los sensores de perforación utilizando métodos gráficos similares al análisis transitorio de presión. Alternativa o adicionalmente, las señales de presión medidas también pueden ser adaptadas al modelo mediante la variación de sus parámetros de entrada.

[0033] Se dan los siguientes ejemplos de ciertas realizaciones de la invención. Cada ejemplo se proporciona a modo de explicación de la invención, una de las muchas formas de realización de la invención, y los siguientes ejemplos no deben interpretarse para limitar o definir el alcance de la invención.

EJEMPLO 1

[0034] En este ejemplo, los medidores de presión se instalaron en la perforación y controlados durante varias etapas de fracturación hidráulica de pozos horizontales en una formación de esquisto que se encuentra en la Formación Eagle Ford situada cerca de San Antonio, TX.

[0035] La FIG. 4 muestra una configuración de pozos activos (Koopmann C1) y pozos compensadores (Burge A1, Koopman C2) y pozos de control (MW1, MW2) utilizados en este Ejemplo. Los medidores de presión (100, 110, 120, 130) se han instalado en dos de los pozos (Koopmann C1 y Burge A1) así como los dos pozos de control (MW1 y MW2). Etapas iniciales del proceso de fracturación hidráulico de múltiples etapas comienzan en el extremo de la punta de los pozos horizontales, mientras que cada etapa posterior de fracturación comienza más cerca y más cerca del extremo talón del pozo horizontal. Como se ilustra, la comunicación hidráulica entre los pozos de control y Koopmann C1 está presente durante varias etapas de fracturación 70, 80, y 90.

[0036] La FIG. 5 grafica la respuesta de presión registrada por los indicadores de presión como una función del tiempo. Koopmann C1 y Burge A1 fueron sometidos a múltiples etapas de fracturación. La línea punteada en la FIG. 5 denota claramente un momento en que la fracturación de Koopman C1 ha terminado y justo antes de que comenzara la fracturación de Burge A1. Haciendo referencia a la FIG. 5, las grandes señales de presión en los pozos de control (MW1 y MW2) reflejan los cambios de presión de gran tamaño en el pozo activo (Koopman C1)

pero no en el pozo compensador (Burge A1). Esto confirma que MW1 y MW2 estaban en comunicación hidráulica. Estas respuestas de presión están en el orden de $\sim 6895\text{kPa}$ (~ 1000 psi) o mayor (elípticas orientadas verticalmente en la FIG. 5).

[0037] Con la excepción de algunos casos de comunicación hidráulica directa, huellas de presión pueden ser atribuidas a la respuesta poroelástica a perturbaciones mecánicas inducidas durante la estimulación del yacimiento. Como se muestra en las FIGS. 5 y 6, las respuestas de presión que van desde $\sim 690\text{kPa}$ a $\sim 6895\text{kPa}$ (~ 100 a ~ 1000 psi) (elípticas orientadas horizontalmente) se observaron en Burge A1 y MW2 respectivamente. Haciendo referencia a la figura. 6, hay un ligero retraso en la respuesta de presión después del inicio de la etapa de fracturación. Se cree que la columna de fluido comprimido en el Burge A1 compensador bien puede salirse de nuevo en la formación, proporcionando de ese modo la información de diagnóstico de la permeabilidad de la formación. Como se muestra en la FIG. 6, un aumento rápido de presión se observó después del retardo, seguido de la lenta caída de presión después de la inyección de la fractura. Esta respuesta de presión es probablemente una respuesta a la interferencia poroelástica de estrés. Hay al menos dos tipos de perturbaciones de estrés (poroelásticas y mecánicas) que pueden crear interferencias de estrés que, a su vez, inducen la respuesta poroelástica. Normalmente, la respuesta poroelástica a la perturbación mecánica es mucho más grande (órdenes de magnitud) que la respuesta a la perturbación poroelástica. Las respuestas poroelásticas se caracterizan generalmente por un tiempo de respuesta corto combinado con la pequeña magnitud de la señal de presión. La respuesta de presión se observa siguiendo casi todas las etapas de fracturación independientemente de la distancia de tratamiento para controlar o compensar el pozo (es decir, el fenómeno no localizado). Las respuestas pequeñas de presión que van desde $\sim 6.9\text{kPa}$ a $\sim 690\text{kPa}$ (~ 1 a ~ 100 psi) también se pueden observar como se muestra en la FIG. 7 (Koopman C1), la FIG. 8 (MW1), y la FIG. 9 (MW2). La línea punteada en las FIGS. 6-9 indican el inicio de cada etapa de fracturación y correlacionan bien con los cambios en la respuesta de presión pequeña. La FIG. 10 muestra una configuración revisada de pozos activos, pozos compensadores, y de control con fracturas predichas 200 basadas en los datos de respuesta de presión recogidos.

[0038] Dos métodos se han desarrollado para calcular las dimensiones de fractura y orientaciones basadas en la respuesta poroelástica medida. Un método llamado análisis dinámico, utiliza un código de elementos finitos geomecánicos a la simulación de la evolución dinámica de la respuesta poroelástica como la fractura

inducidas e propagada al interior del yacimiento de esquisto. El análisis dinámico puede analizar todo el perfil de presión como se recoge en los medidores de perforación en un pozo compensador. Las propiedades de fractura se obtienen como un problema inverso típico, mediante la coincidencia de la respuesta poroelástica simulada numéricamente a la medida en el campo. El análisis dinámico permite una mejor caracterización de fracturas inducidas, etapa por etapa, (por ejemplo, longitud de la fractura, la permeabilidad SRV, múltiples fracturas/etapas).

[0039] Un segundo método, llamado análisis estático, sólo utiliza la magnitud de la respuesta poroelástica. Un modelo analítico fue desarrollado (ver ecuaciones) que expresa la respuesta poroelástica estática como una función de la posición relativa del medidor de perforación a la fractura inducida. El problema inverso es resuelto entonces para encontrar la combinación de la altura inducida por fractura, la orientación y la posición vertical que coincide con las respuestas poroelásticas medidas.

[0040] La respuesta poroelástica a los cambios en estrés volumétrico:

$$\Delta p_{poro} = B \times \Delta p_{poro} = \frac{B}{3} (\sigma_{xx} + \sigma_{yy} + \sigma_{zz}) \quad (1)$$

Haciendo referencia a la FIG.11, hace hincapié en la proximidad de una fractura semi-infinita de deformaciones no drenadas (Sneddon, 1946):

$$\sigma_{xx} + \sigma_{yy} = 2(p_f - \sigma_{hmin}) \left[\frac{r}{\sqrt{r_1 r_2}} \cos(\theta - 0.5(\theta_1 + \theta_2)) - 1 \right] \quad (2)$$

$$\sigma_{zz} = \nu_{no-drenado} (\sigma_{xx} + \sigma_{yy}) \quad (3)$$

La relación no drenada de Poisson se puede expresar como una función de las propiedades elásticas y poroelásticas drenadas:

$$\nu_{no-drenado} = \frac{3\nu + \alpha B(1-2\nu)}{3 - \alpha B(1-2\nu)} \quad (4)$$

La expresión final para la respuesta poroelástica a fractura semi-infinita dilatada es:

$$\Delta p_{poro} = \frac{2B(p_f - \sigma_{hmin})(1+\nu)}{3 - \alpha B(1-2\nu)} \left[\frac{r}{\sqrt{r_1 r_2}} \cos(\theta - 0.5(\theta_1 + \theta_2)) - 1 \right] \quad (5)$$

[0041] Aunque los sistemas y procesos descritos en este documento se han descrito en detalle, debe entenderse que varios cambios, sustituciones y

alteraciones pueden realizarse sin apartarse del espíritu y alcance de la invención como se define por las siguientes reivindicaciones. Los expertos en la técnica pueden ser capaces de estudiar las formas de realización preferidas e identificar otras maneras de practicar la invención que no son exactamente como se describen en el presente documento. Es la intención de los inventores que las variaciones y equivalentes de la invención estén dentro del alcance de las reivindicaciones, mientras que la descripción, resumen y figuras no deben ser utilizados para limitar el alcance de la invención. La invención está específicamente destinada a ser tan amplia como las siguientes reivindicaciones y sus equivalentes.

REFERENCIAS

[0042] Todas las referencias citadas aquí se incorporan expresamente por referencia. La discusión de cualquier referencia no es una admisión de que es técnica anterior a la presente invención, especialmente cualquier referencia que pueda tener datos de publicación después de la fecha de prioridad de esta solicitud. Las referencias incorporadas, se listan aquí por conveniencia:

1. Sneddon, I.N. 1946. The Distribution of Stress in the Neighborhood of a Crack in an Elastic Solid. *Proceedings, Royal Society of London* **A-187**: 229-260.