

MONITOREO UBICUO DE FRACTURA EN TIEMPO REAL

REFERENCIA CRUZADA A SOLICITUDES RELACIONADAS

[0001] Esta solicitud es una solicitud no provisional la cual reivindica el
5 beneficio bajo 35 USC sección 119(e) de la Solicitud Provisional de EE.UU. No.
62/669,065 presentada el 9 de mayo de 2018, titulada “Monitoreo Ubicuo de
Fractura en Tiempo Real”, la cual se incorpora acá en su totalidad.

[0002] La presente invención se relaciona con la materia objeto similar de la
solicitud de patente de EE.UU. pendiente y comúnmente asignada titulada
10 “Medición de Respuesta de Presión Poroelástica” presentada el 9 de mayo de 2018,
la cual se incorpora acá por referencia.

CAMPO DE LA INVENCION

[0003] La presente invención se relaciona generalmente con la recuperación
15 de hidrocarburos de reservorios no convencionales. Más particularmente, pero no a
modo de limitación, las modalidades de la presente invención incluyen herramientas
y métodos para monitoreo en tiempo real de geometría de fractura hidráulica al
interrogar y encontrar rápidamente una coincidencia en una base de datos de firmas
de presión poroelásticas.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

[0004] Durante el proceso de estimulación de fracturación hidráulica, fluido
altamente presurizados son inyectados en una roca de reservorio. Las fracturas son
creadas cuando los fluidos presurizados superan la resistencia de quiebre de la roca
25 (es decir, la presión del fluido supera el estrés in situ). Estas fracturas inducidas y
sistemas de fractura (red de fracturas) pueden actuar como trayectorias a través de
las cuales el petróleo y el gas natural migran en ruta hacia un pozo y eventualmente
son traídas a la superficie. Caracterizar de forma eficiente y precisa sistemas de

fractura creados, es importante para optimizar la fracturación hidráulica. La determinación y evaluación de geometría de fractura hidráulica puede influenciar las prácticas de desarrollo en campo en un número de formas importantes tal como, pero no limitado a, diseño de espaciado/desplazamiento de pozo, perforación y sincronización de pozos de relleno, y diseño de terminación.

[0005] Más recientemente, la fracturación de esquisto a partir de pozos horizontales para producir gas se ha vuelto cada vez más importante. El pozo horizontal se puede formar para alcanzar regiones deseadas de una formación no accesible fácilmente. Cuando se fractura hidráulicamente pozos horizontales, múltiples etapas (en algunos casos docenas de etapas) de fracturación ocurren en un único pozo. Estas etapas de fractura son implementadas en un único pozo para aumentar los niveles de producción y suministrar drenaje efectivo. En varios casos, también puede haber múltiples pozos por ubicación.

[0006] Existen varias técnicas convencionales (por ejemplo, imagen microsísmica) para caracterizar la geometría, ubicación, y complejidad de fracturas hidráulicas. Como un método indirecto, la técnica de imagen microsísmica puede sufrir de un número de inconvenientes que limitan su efectividad. Aunque la imagen microsísmica puede capturar falla de esquisto de fracturas naturales activadas durante la estimulación del pozo, esta es típicamente menos efectiva en la captura de abertura de tensión de fracturas hidráulicas como tal. Además, hay un debate considerable sobre interpretaciones de eventos microsísmicos, dado que se relacionan a fracturas hidráulicas.

[0007] Aunque nuestro entendimiento de como se deben ver las fracturas hidráulicas en reservorios de esquisto ha mejorado, la adquisición de datos para la mayoría de pozos tiende a ser limitada con poca o ninguna información para caracterizar el volumen de reservorio estimulado (SRV). Así, los ingenieros de terminación y reservorio a menudo se dejan confiar en desempeño de producción por varios meses o años para optimizar el diseño de campo y evaluar la efectividad

de un diseño de terminación. Así, uno de los retos claves en fracturación hidráulica es acelerar este proceso de aprendizaje para mejorar el desempeño del pozo y la recuperación.

5 **BREVE RESUMEN DE LA DIVULGACION**

[0008] La presente invención se relaciona generalmente con la recuperación de hidrocarburos a partir de reservorios no convencionales. Más particularmente, pero no a modo de limitación, las modalidades de la presente invención incluyen herramientas y métodos para monitoreo en tiempo real de geometría de fractura
10 hidráulica al caracterizar las principales características de respuestas poroelásticas medidas durante la estimulación hidráulica e interrogando y encontrando rápidamente una coincidencia en una base de datos de firmas de presión poroelástica.

[0009] La presente invención puede monitorear la evolución de tensiones de
15 reservorio a lo largo de la vida útil de un campo durante la fracturación hidráulica. Medir y/o identificar regímenes favorables de tensión puede ayudar a maximizar la eficiencia y los tratamientos de fractura de múltiples etapas en juegos de esquisto.

[0010] Un ejemplo de un método para caracterizar una formación subterránea incluye: a) simular una respuesta de presión poroelástica de geometría de fractura
20 conocida utilizando un modelo geomecánico para generar una respuesta de presión poroelástica simulada; b) repetir a) para compilar una base de datos de respuestas de presión poroelástica simuladas; c) medir una respuesta de presión poroelástica de la formación subterránea durante una operación de fracturación hidráulica para generar una respuesta de presión poroelástica medida; d) identificar una respuesta
25 de presión poroelástica simulada más cercana en la librería de respuesta de presión poroelástica simulada; y e) estimar un parámetro geomecánico de una fractura o fracturas en la formación subterránea con base en la respuesta de presión poroelástica simulada más cercana.

[0011] Otro ejemplo de un método para caracterizar una formación subterránea incluye: a) compilar una base de datos de respuestas de presión poroelástica simuladas de fracturas simuladas, en donde la librería es almacenada en un medio de almacenamiento no transitorio por computador; b) obtener una
5 respuesta de presión poroelástica de la formación subterránea durante una operación de fracturación hidráulica para generar una respuesta de presión poroelástica medida; c) utilizar un procesador de computador para consultar la base de datos de respuestas de presión poroelástica simuladas para identificar una respuesta de presión poroelástica simulada más cercana; y d) estimar un parámetro
10 geométrico de una fractura o fracturas en la formación subterránea con base en la respuesta de presión poroelástica simulada más cercana.

BREVE DESCRIPCION DE LAS FIGURAS

[0012] Un entendimiento más completo de la presente invención y los
15 beneficios de la misma pueden ser adquiridos al referirse a la siguiente descripción tomada en conjunto con las figuras adjuntas en las cuales:

[0013] Las Figuras 1A-1B ilustran el comportamiento poroelástico en sistemas de alta permeabilidad (Figura 1A) y baja permeabilidad (Figura 1B).

[0014] Las Figuras 2A-2B ilustran un conjunto de curvas de respuesta de
20 presión poroelástica simulada de una geometría de fractura conocida y puntos de observación.

[0015] La Figura 3 ilustra un ejemplo de configuración de múltiples pozos durante fracturación hidráulica.

[0016] Las Figuras 4A-4D ilustran configuraciones de pozo vertical de monitor
25 de fondo de pozo adecuadas para medir la respuesta de presión poroelástica de acuerdo con una o más modalidades.

[0017] La Figura 5 ilustra una configuración de pozo de fondo adecuada para medir la respuesta de presión poroelástica en la cual el manómetro es instalado por fuera del revestimiento de acuerdo con una o más modalidades.

[0018] Las Figuras 6A-6C ilustran configuraciones de pozo horizontal
5 adecuadas para medir la respuesta de presión poroelástica de acuerdo con una o más modalidades.

[0019] La Figura 7 ilustra un flujo de trabajo para una o más modalidades de la presente invención.

10

DESCRIPCION DETALLADA

[0020] Ahora se hará referencia en detalle a modalidades de la invención, uno o más ejemplos que son ilustrados en las figuras adjuntas. Cada ejemplo es provisto a modo de explicación de la invención, no como una limitación de la invención. Será evidente para los expertos en la materia que se pueden realizar varias
15 modificaciones y variaciones en la presente invención sin salirse del alcance o el espíritu de la invención. Por ejemplo, las características ilustradas o descritas como parte de una modalidad pueden ser usadas en otra modalidad para obtener una modalidad adicional. Así, se pretende que la presente invención cubre dichas modificaciones y variaciones en están dentro del alcance de la invención.

20

[0021] La presente invención se relaciona generalmente con la recuperación de hidrocarburos a partir de reservorios no convencionales. Más particularmente, pero no a modo de limitación, las modalidades de la presente invención incluyen herramientas y métodos para monitoreo en tiempo real de geometría de fractura hidráulica al interrogar y encontrar rápidamente una coincidencia en una base de
25 datos de firmas de presión poroelástica.

[0022] Uno de los objetivos de esta tecnología es permitir la caracterización efectiva en costos del sistema de fractura inducido en virtualmente cada pozo con

poco o sin impacto en las operaciones en marcha. Esta tiene el potencial de ser usada universalmente durante operaciones de fracturación en pozos de esquisto.

[0023] Existen varias ventajas en la invención propuesta. Primero es una capacidad de aprovechar el conocimiento de pozos instrumentados y pilotos de campo, y lo extienden a la mayoría de pozos para los cuales hay datos limitados. Las interpretaciones basadas en datos de presión tal como monitoreo de respuesta poroelástica pueden ser calibradas durante pruebas piloto usando numerosos de métodos incluyendo, pero no limitado a, detección distribuida acústica/de temperatura (DAS/DTS), monitoreo microsísmico o de inclinómetro, rastreadores, y luego son aplicadas en pozos no instrumentados.

[0024] Otra ventaja capitaliza en la rápida velocidad resultante de interpretación de datos de presión. Por ejemplo, al entrenar una red neural usando casos sintéticos de respuestas de presión generadas numéricamente (para las cuales se conocen las características de fractura inducida), la presente invención puede rápidamente relacionar la respuesta de presión poroelástica mediada a las geometrías de fractura y generar un mapa en tiempo real. Otras ventajas serán evidentes a partir de la presente divulgación.

Respuesta de Presión Poroelástica

[0025] Durante la estimulación hidráulica, los datos de presión en pozos activos y de compensación (en rellenos de pozos múltiples) son disponibles fácilmente. Sin embargo, estos datos son típicamente infrautilizados. Cuando se entienden correctamente, estos datos reflejan varios fenómenos físicos más allá de simplemente la difusión de momento e incluyen tremenda información sobre el SRV creado. En pozos de compensación, se pueden ver varios cambios de presión durante las operaciones de fracturación hidráulica. Ahora se conoce que varios de ellos son respuestas de presión poroelástica donde no se establece ninguna comunicación fluida entre los pozos activos y de compensación. Por el contrario, los

cambios de presión se deben a tensiones impuestas por fracturas dilatadas (efecto “exprimidor”). Estas dilataciones de tensión pueden alterar las tensiones del reservorio hasta miles de pies lejos de las fracturas “exprimiendo” así la roca circundante. En sistemas de alta permeabilidad, un fluido se abrirá a transferencia de masa de modo que la presión de poro permanece constante (Figura 1A).

[0026] En sistemas de baja permeabilidad (tal como esquisto), la roca es cerrada a transferencia de masa de fluido lo que hace que la presión del poro aumente (Figura 1B). Uno puede medir la respuesta de presión poroelástica resultante lo que también puede ser definido como un cambio de presión en la subsuperficie resultante de un cambio en tensiones volumétricas. Un cambio en tensión volumétrica puede relacionarse de nuevo a un fenómeno geomecánico. En otras palabras, la respuesta de presión poroelástica es una forma de presión que no está relacionada con la comunicación de flujo o hidráulica con el pozo estimulado sino que es un proxy para deformación mecánica y/o interferencia de tensión. Una descripción profunda de respuesta de presión poroelástica y su uso para caracterizar fracturas se describe en la publicación de EE.UU. US20150176394, cuyo contenido se incorpora acá por referencia.

[0027] La Figura 2B muestra un conjunto de curvas de respuesta de presión poroelástica simuladas numéricamente para propagación y cierre de fractura, en múltiples ubicaciones en el reservorio. La Figura 2A ilustra la fractura hidráulica y puntos de observación que corresponden a las curvas. Las dimensiones de fractura al final de la propagación son de 775 ft (media longitud) por 160 ft (altura). A medida que la punta de fractura se acerca al punto de observación, se observa una disminución en presión que resulta de esfuerzo de tracción. A medida que la fractura se continúa propagando, vemos que el efecto de exprimido producirá un aumento en presión a lo largo de los puntos de observación (150 ft, 300 ft, 450 ft, 600 ft, 750 ft desde donde inicia la fractura). Después que el pozo es cerrado en el extremo de

la etapa de fracturación, la presión poroelástica disminuye debido a fuga y cierre de la fractura hidráulica.

Configuraciones de Fondo de Pozo para Medir Respuesta de Presión

5 Poroelástica

[0028] La Figura 3 ilustra una configuración de fracturación hidráulica común que incluye un pozo activo/estimulado, pozo de compensación, y pozo de monitoreo. Como se muestra, se puede instalar un manómetro en la superficie en el pozo de compensación y/o el pozo de monitoreo (no mostrado). Las
10 configuraciones de pozo de fondo de las Figuras 4A-4D, Figura 5, y la Figura 6 se pueden ver dentro del contexto de la Figura 3.

[0029] Las Figuras 4A-4D ilustran diferentes configuraciones de pozo vertical que permiten la medición de respuesta de presión poroelástica a través de o en un pozo de monitoreo. La Figura 4A muestra una configuración de zona simple de un
15 pozo de monitoreo perforado (sin estimular). Como se muestra, un manómetro puede ser instalado en la superficie para medir la respuesta de presión poroelástica a través de las perforaciones. La Figura 4B muestra una configuración de múltiple zona de un pozo de monitoreo perforado (sin estimular). Como se muestra, cada zona ha sido sellada con un tapón sólido. Esto permite la medición de manómetros
20 en varias ubicaciones (por ejemplo, superficie, fondo de pozo dentro de cada zona, etc.) y medir localmente la respuesta de presión poroelástica. La Figura 4C muestra una configuración de zona simple de un pozo de monitoreo estimulado. La Figura 4D muestra una configuración de múltiple zona de un pozo de monitoreo estimulado. En ambas de estas configuraciones la respuesta de presión poroelástica es medida
25 a través de las fracturas hidráulicas y las perforaciones del pozo de monitoreo.

[0030] La Figura 5 ilustra otra configuración de medición de pozo vertical. Aquí, el manómetro es instalado por fuera del revestimiento y puede medir la respuesta de presión poroelástica a través de la formación de roca porosa.

[0031] Las Figuras 6A-6C ilustran diferentes configuraciones de pozo horizontal. La Figura 6A muestra manómetros instalados por fuera del revestimiento en múltiples ubicaciones de reservorio. La Figura 6B muestra medición de presión poroelástica tomadas en la superficie a través de la preparación inferior. La Figura 5 6C muestra cómo la medición de presión puede ser tomada en la superficie a través de una etapa de fractura.

Utilización de Respuesta de Presión Poroelástica en Tiempo Real

[0032] La presente invención automatiza el procesamiento de los datos de presión poroelástica de pozos activos/de compensación al extraer sus 10 características esenciales (por ejemplo, lapso de tiempo, magnitud, inclinación) y al acelerar su interpretación para suministrar un mapa interpretado en tiempo real de cada etapa de fracturación. Las interpretaciones pueden incluir estimados de características físicas tales como longitud, altura, orientación, asimetría de fractura, 15 profundidad residual de apuntalante, y similares. Estos estimados pueden basarse en una base de datos o librería de respuestas de presión poroelástica previamente estudiadas (“firmas de presión”). En algunas modalidades, la base de datos incluirá una librería que se puede buscar de firmas de presión simuladas o modeladas (por ejemplo, Figura 2). En algunas modalidades, la base de datos puede incluir firmas 20 de presión completas o parciales. En algunas modalidades, la base de datos también incluye formas de presión obtenidas de datos de campo (por ejemplo, monitoreo microsísmico, sensado distribuido de acústica/temperatura, monitoreo de inclinómetro, rastreadores de fluido y apuntalante, registros de producción, etc.). Un usuario puede consultar la base de datos con base en cualquiera o una combinación 25 de las características esenciales (es decir, lapso de tiempo, magnitud, inclinación, etc.) para encontrar una coincidencia. El proceso es análogo a encontrar una coincidencia de huella digital donde varias características clave de la respuesta de

presión poroelástica medida son comparadas contra una base de datos de respuestas de presión poroelástica para encontrar una coincidencia.

[0033] Combinar el procesamiento automatizado de datos de presión poroelástica adquiridos con las correspondientes características de diseño de terminación permite la optimización del diseño de terminación por medio de técnicas de aprendizaje con máquina. La naturaleza de bajo costo de los datos y el impacto despreciable en operaciones de campo significa que esta tecnología puede ser aplicada sobre virtualmente todos los pozos de múltiple relleno. Con la ayuda de técnicas de análisis de datos, los datos de presión poroelástica puede ser procesada en tiempo real para suministrar una evaluación inmediata del SRV, permitiendo así decisiones “sobre la marcha” e incluso probar varios diseños de terminación en un pozo único o relleno.

[0034] Así, la presente invención suministra un mecanismo de retroalimentación rápida para entender la geometría de fracturas inducidas y su relación con los diseños de terminación. Esto permite que los ingenieros hagan cambios al diseño de fracturación (por ejemplo, tasa, concentración de apuntalante, volumen) en la marcha y optimizar la terminación en tiempo real. El monitoreo de fractura asequible, en tiempo real, sistémico por medio de análisis de datos informado con física y/o de aprendizaje por máquina reduciría considerablemente el tiempo de aprendizaje y permite convergencia más rápida a escenarios de desarrollo óptimos.

[0035] De acuerdo con una o más modalidades, la Figura 7 ilustra un flujo de trabajo en tiempo real de mapeo de fractura y optimización de terminación con base en la interpretación de respuestas de presión poroelástica durante estimulación hidráulica de un campo. Con relación a la Figura 7, el primer paso del trabajo de flujo involucra extraer características esenciales del reservorio o campo de las respuestas de presión poroelástica adquiridas (presión contra tiempo). Estas características esenciales pueden ser obtenidas al medir la respuesta de presión

poroelástica después que la estimulación haya comenzado. Algunas de estas características incluyen tiempo transcurrido para alcanzar la presión máxima ($\Delta t_{\max}$), tiempo transcurrido para alcanzar la presión mínima ($\Delta t_{\min}$), desviación máxima en presión poroelástica ($\Delta p_{\max}$), desviación mínima en presión poroelástica ($\Delta p_{\min}$), e inclinación máxima ($\max \Delta p / \Delta t$).

[0036] La base de datos de respuesta poroelástica puede incluir resultados de simulaciones numéricas de respuesta poroelástica de dimensión de fractura conocida, interpretación de respuestas poroelásticas de campo previas, y otros datos de diagnóstico de fractura de campo. La base de datos puede ser consultada usando cualquiera de las características esenciales, dimensión o dimensiones de fractura, o incluso la forma de la curva de respuesta poroelástica. La integración de la base de datos de respuesta poroelástica con capacidades de aprendizaje por máquina (por ejemplo, redes neurales) puede mejorar la precisión de las predicciones de dimensión de fractura.

[0037] Una vez se ha identificado una coincidencia, se pueden estimar las dimensiones (longitud, altura, profundidad, orientación, etc.) de las fracturas estimuladas. Además, la base de datos puede ser aumentada o etiquetada con parámetros adicionales tales como mejores parámetros de diseño de terminación (tasa de inyección, tipo/volumen de fluido, tipo/volumen de apuntalante, espaciado de clúster/etapa, etc.) y parámetros geológicos (profundidad de terreno, propiedades mecánicas, etc.) y desempeño del pozo.

[0038] Con esta información en mano, un ingeniero de terminación puede consultar la base de datos para obtener no sólo las dimensiones de fractura sino los parámetros de terminación sugeridos mientras considera factores tales como parámetros geológicos y desempeño de pozo. Así, el diseño de terminación es mejorado en tiempo real.

[0039] Aunque los sistemas y procesos descritos acá han sido descritos en detalle, se debe entender que se pueden realizar varios cambios, sustituciones, y

alteraciones sin salirse del espíritu y el alcance de la invención como se define por las siguientes reivindicaciones. Los expertos en la materia pueden estudiar las modalidades preferidas e identificar otras formas de practicar la invención no están exactamente describas acá. Se pretende por los inventores que las variaciones y

5 equivalentes de la invención están dentro del alcance de las reivindicaciones mientras que la descripción, resumen y figuras no deben ser usados para limitar el alcance de la invención. La invención pretende específicamente ser tan amplia como las reivindicaciones a continuación y sus equivalentes.