

MEDICIÓN DE LA RESPUESTA A LA PRESIÓN POROELÁSTICA

REFERENCIA CRUZADA A APLICACIONES RELACIONADAS

[0001] Esta solicitud es una solicitud no provisional que reivindica el beneficio bajo 35 USC §119 (e) de la Solicitud Provisional de EE. UU. Serie No. 62/669,077 presentada el 9 de mayo de 2018, titulada "Medición de la respuesta a la presión poroelástica", que se incorpora aquí en su totalidad.

[0002] La presente invención está relacionada con un tema similar, copendiente y asignado comúnmente como la solicitud de patente EE. UU Número. 62/669,077 titulada "Monitoreo de fracturas ubicuas en tiempo real" presentada el 9 de mayo de 2018, que se incorpora aquí como referencia.

CAMPO DE LA INVENCION

[0003] La presente invención se refiere en general a la recuperación de hidrocarburos de depósitos no convencionales. Más concretamente, pero no a modo de limitación, las implementaciones de la presente invención incluyen herramientas y métodos para la monitorización en tiempo real de la geometría de la fractura hidráulica interrogando rápidamente y encontrando una coincidencia en una base de datos de firmas de presión poroelásticas.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

[0004] Durante el proceso de estimulación de la fracturación hidráulica, se inyectan fluidos altamente presurizados en una roca de yacimiento. Las fracturas se crean cuando los fluidos presurizados superan la resistencia a la rotura de la roca (i.e, la presión del fluido supera la tensión in situ). Estas fracturas inducidas y

los sistemas de fracturas (red de fracturas) pueden actuar como vías a través de las cuales el petróleo y el gas natural migran en ruta hacia un pozo y finalmente se llevan a la superficie. La caracterización eficiente y precisa de los sistemas de fractura creados es importante para optimizar la fracturación hidráulica. La determinación y evaluación de la geometría de la fractura hidráulica puede influir en las prácticas de desarrollo del campo de varias formas importantes, como, entre otras, el diseño de espaciado/ubicación de pozos, perforación y sincronización de pozos de relleno y diseño de terminación.

[0005] Más recientemente, la fracturación de esquistos de pozos horizontales para producir gas se ha vuelto cada vez más importante. Se puede formar un pozo horizontal para alcanzar las regiones deseadas de una formación que no es fácilmente accesible. Cuando se fracturan pozos horizontales hidráulicamente, pueden ocurrir múltiples etapas (en algunos casos, docenas de etapas) de fracturación en un solo pozo. Estas etapas de fractura se implementan en un solo pozo para aumentar los niveles de producción y proporcionar un drenaje efectivo. En muchos casos, también puede haber varios pozos por ubicación.

[0006] Existen varias técnicas convencionales (e.g., formación de imágenes microsísmicas) para caracterizar la geometría, la ubicación y la complejidad de las fracturas hidráulicas. Como método indirecto, la técnica de formación de imágenes microsísmicas puede sufrir una serie de problemas que limitan su eficacia. Si bien las imágenes microsísmicas pueden capturar la falla por cizallamiento de las fracturas naturales activadas durante la estimulación del pozo, típicamente son menos efectivas para capturar la apertura por tracción de las fracturas hidráulicas en sí. Además, existe un debate considerable sobre las interpretaciones de los eventos microsísmicos en lo que respecta a las fracturas hidráulicas.

[0007] Si bien nuestra comprensión de cómo se ven las fracturas hidráulicas en los reservorios de esquistos ha mejorado, la adquisición de datos para la mayoría de los pozos tiende a ser limitada con poca o ninguna información para caracterizar el volumen de reservorio estimulado (SRV). Por lo tanto, la ingeniería de terminación y depósito suelen depender del rendimiento de la producción durante varios meses/años para optimizar el diseño de campo y evaluar la eficacia de un diseño de terminación. Por lo tanto, uno de los desafíos clave en la fracturación hidráulica es acelerar este proceso de aprendizaje para mejorar el rendimiento y la recuperación del pozo.

BREVE RESUMEN DE LA DIVULGACIÓN

[0008] La presente invención se refiere en general a la recuperación de hidrocarburos de depósitos no convencionales. De manera más particular, pero no a modo de limitación, las implementaciones de la presente invención incluyen herramientas y métodos para el monitoreo en tiempo real de la geometría de la fractura hidráulica mediante la caracterización de las características principales de las respuestas poroelásticas medidas durante la estimulación hidráulica e interrogando rápidamente y encontrando una coincidencia en la base de datos de firmas de presión poroelásticas.

[0009] La presente invención puede controlar la evolución de las tensiones del yacimiento a lo largo de la vida útil de un campo durante la fracturación hidráulica. La medición y/o la identificación de regímenes de tensión favorables pueden ayudar a maximizar la eficiencia de los tratamientos de fracturas en múltiples etapas en los juegos de esquistos.

[0010] Un ejemplo de un método para caracterizar una formación subterránea incluye: a) inyectar un fluido en un pozo activo de la formación subterránea a una presión suficiente para inducir una o más fracturas hidráulicas; y b) medir, a través de un sensor de presión, una respuesta de presión poroelástica provocada por la inducción de una o más fracturas hidráulicas, en el que el sensor de presión está al menos en aislamiento hidráulico parcial con una o más fracturas hidráulicas.

[0011] Otro ejemplo de un método para caracterizar una formación subterránea incluye: a) inyectar un fluido en la formación subterránea para inducir una o más fracturas hidráulicas; y b) medir una respuesta de presión poroelástica, mediante un sensor de presión, a través de un pozo de control, en el que la respuesta de presión poroelástica es causada por la inducción de una o más fracturas hidráulicas.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

[0012] Se puede adquirir una comprensión más completa de la presente invención y los beneficios de esta con referencia a la siguiente descripción tomada junto con los dibujos adjuntos en los que:

[0013] Las FIGS. 1A-1B ilustra el comportamiento poroelástico en sistemas de alta permeabilidad (Fig. 1A) y baja permeabilidad (Fig. 1B).

[0014] Las FIGS. 2A-2B ilustran un conjunto de curvas de respuesta de presión poroelástica simuladas de una geometría de fractura y puntos de observación conocidos.

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

[0016] Las FIGS. 4A-4D ilustra configuraciones de monitoreo de pozo vertical de fondo de pozo adecuadas para medir la respuesta de presión poroelástica de acuerdo con una o más implementaciones.

[0017] La FIG. 5 ilustra una configuración de fondo de pozo del pozo. adecuada para medir la respuesta de presión poroelástica en la que el manómetro está instalado fuera de la carcasa de acuerdo con una o más implementaciones.

[0018] Las FIGS. 6A-6C ilustran configuraciones de pozos horizontales adecuadas para medir la respuesta de presión poroelástica de acuerdo con una o más implementaciones.

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

DESCRIPCIÓN DETALLADA

[0020] Ahora se hará referencia en detalle a las implementaciones de la invención, uno o más ejemplos de las cuales se ilustran en los dibujos adjuntos. Cada ejemplo se proporciona a modo de explicación de la invención, no como una limitación de la invención. Resultará evidente para los expertos en la técnica que se pueden realizar diversas modificaciones y variaciones en la presente invención sin apartarse del alcance o espíritu de la invención. Por ejemplo, las características ilustradas o descritas como parte de una implementación se pueden usar en otra implementación para producir una implementación adicional.

Por tanto, se pretende que la presente invención cubra las modificaciones y variaciones que entran dentro del alcance de la invención.

[0021] La presente invención se refiere en general a la recuperación de hidrocarburos de depósitos no convencionales. Más concretamente, pero no a modo de limitación, las implementaciones de la presente invención incluyen herramientas y métodos para la monitorización en tiempo real de la geometría de la fractura hidráulica interrogando rápidamente y encontrando una coincidencia en una base de datos de firmas de presión poroelásticas.

[0022] Uno de los objetivos de esta tecnología es permitir la caracterización rentable del sistema de fractura inducida en prácticamente todos los pozos con poco o ningún impacto en las operaciones en curso. Tiene el potencial de ser utilizado universalmente durante operaciones de fracturamiento en pozos de esquisto.

[0023] Hay varias ventajas para la invención propuesta. En primer lugar, se encuentra la capacidad de aprovechar el conocimiento de los pilotos de campo, los pozos instrumentados y extenderlo a la mayoría de los pozos para los que hay datos limitados. Las interpretaciones basadas en datos de presión, como el monitoreo de la respuesta poroelástica, se pueden calibrar durante las pruebas piloto utilizando varios métodos que incluyen, entre otros, detección distribuida de temperatura/acústica (DAS/DTS), monitoreo microsísmico o con medidor de inclinación, trazadores y luego se pueden aplicar en pozos no instrumentados.

[0024] Otra ventaja se basa en la rápida velocidad resultante de la interpretación de los datos de presión. Por ejemplo, al entrenar una red neuronal usando casos sintéticos de respuesta de presión generada numéricamente (para

los cuales se conocen las características de fractura inducida), la presente invención puede relacionar rápidamente la respuesta de presión poroelástica medida con geometrías de fractura y generar un mapa en tiempo real. Otras ventajas resultarán evidentes a partir de la descripción de este documento.

Respuesta a la presión poroelástica

[0025] Durante la estimulación hidráulica, los datos de presión en pozos activos y compensados (en plataformas de pozos múltiples) están fácilmente disponibles. Sin embargo, estos datos suelen estar infrautilizados. Cuando se comprenden correctamente, estos datos reflejan muchos fenómenos físicos más allá de la difusión del momento e incluyen información tremenda sobre el SRV creado. En los pozos de compensación, se pueden observar muchos cambios de presión durante las operaciones de fracturamiento hidráulico. Ahora se sabe que muchos de ellos son respuestas de presión poroelásticas en las que no se establece una comunicación fluida entre los pozos activos y los compensados. En cambio, los cambios de presión se deben a las tensiones impuestas por las fracturas dilatadas (efecto de "compresión"). Estas dilataciones por tracción pueden alterar las tensiones del yacimiento hasta miles de pies de distancia de las fracturas, "comprimiendo" la roca circundante. En los sistemas de alta permeabilidad, un fluido estará abierto a la transferencia de masa de modo que la presión de poro se mantenga constante (Figura 1A).

[0026] En los sistemas de baja permeabilidad (como los esquistos), la roca está cerrada a la transferencia de masa de fluido, lo que hace que aumente la presión de poro (Figura 1B). Se puede medir la respuesta de presión poroelástica resultante, que también se puede definir como un cambio de presión en el subsuelo resultante de un cambio en las tensiones volumétricas. Un cambio en la

tensión volumétrica se puede relacionar con un fenómeno geomecánico. En otras palabras, la respuesta de presión poroelástica es una firma de presión que no está relacionada con el flujo o la comunicación hidráulica con el pozo estimulado, sino es un proxy de la deformación mecánica y/o interferencia de tensión. Una descripción en profundidad de la respuesta a la presión poroelástica y su uso para caracterizar fracturas se describe en la publicación EEUU 20150176394, cuyo contenido se incorpora aquí como referencia.

[0027] La FIG. 2B muestra un conjunto de curvas de respuesta de presión poroelástica simuladas numéricamente a la propagación y cierre de la fractura, en múltiples ubicaciones del yacimiento. LA FIG. 2A ilustran la fractura hidráulica y los puntos de observación correspondientes a las curvas. Las dimensiones de la fractura al final de la propagación son 775 pies (media longitud) por 160 pies (altura). A medida que la punta de la fractura se acerca al punto de observación, se observa una disminución de la presión como resultado de las tensiones de tracción. A medida que la fractura continúa propagándose, vemos que el efecto de compresión producirá un aumento en la presión a lo largo de los puntos de observación (150 pies, 300 pies, 450 pies, 600 pies, 750 pies desde donde se inicia la fractura). Una vez que el pozo se cierra al final de la etapa de fracturamiento, la presión poroelástica disminuye debido a la fuga y al cierre de la fractura hidráulica.

Configuraciones de fondo de pozo para medir la respuesta a la presión poroelástica

[0028] La FIG. 3 ilustra una configuración común de fracturamiento hidráulico que incluye un pozo activo/estimulado, un pozo compensado y un pozo monitor. Como se muestra, se puede instalar un manómetro en la superficie del pozo de

compensación y/o pozo de monitoreo (no se muestra). Las configuraciones de fondo de pozo de FIGS. 4A-4D, FIG. 5 y FIG. 6 se puede ver en el contexto de la FIG. 3.

[0029] Las FIGS. 4A-4D ilustran diferentes configuraciones de pozos verticales que permiten medir la respuesta de presión poroelástica a través o en un pozo de monitoreo. En estos escenarios, las fracturas hidráulicas se generaron en un pozo activo cercano. LA FIG. 4A muestra una configuración de zona única de un pozo de monitor perforado (no estimulado). Como se muestra, se puede instalar un manómetro en la superficie para medir la respuesta de presión poroelástica a través de las perforaciones. LA FIG. 4B muestra una configuración multizona de un pozo de monitor perforado (no estimulado). Como se muestra, cada zona se ha sellado con un tapón sólido. Esto permite instalar manómetros en varios lugares (e.g., superficie, fondo de pozo dentro de cada zona, etc.) y medir localmente la respuesta de presión poroelástica. LA FIG. 4C muestra una configuración de zona única de un pozo de monitor estimulado. LA FIG. 4D muestra una configuración multizona de un pozo de monitor estimulado. En ambas configuraciones, la respuesta a la presión poroelástica se mide a través de las fracturas y disparos hidráulicos del pozo monitor.

[0030] La FIG. 5 ilustra otra configuración de medición de pozo vertical. Aquí, el manómetro se instala fuera de la carcasa y puede medir la respuesta de presión poroelástica a través de la formación porosa de la roca.

[0031] Las FIGS. 6A-6C ilustran diferentes configuraciones de pozos horizontales. LA FIG. 6A muestra manómetros instalados fuera de la carcasa en múltiples ubicaciones de depósitos. LA FIG. 6B muestra las medidas de presión poroelástica tomadas en la superficie a través de la toe prep. La FIG. 6C muestra cómo se puede medir la presión en la superficie a través de una etapa de fractura.

Utilización de la respuesta a la presión poroelástica en tiempo real

[0032] La presente invención automatiza el procesamiento de datos de presión poroelástica de pozo activo/compensado extrayendo sus características esenciales (e.g., retardo temporal, magnitud, pendiente) y acelerando su interpretación para proporcionar un mapa interpretado en tiempo real de cada etapa de fracturación. Las interpretaciones pueden incluir estimaciones de características físicas tales como longitud, altura, orientación, asimetría de fractura, ancho residual del apuntalante y similares. Estas estimaciones pueden basarse en una base de datos o biblioteca de respuesta a la presión poroelástica previamente estudiada ("firmas de presión"). En algunas implementaciones, la base de datos incluirá una biblioteca en la que se pueden realizar búsquedas de firmas de presión simuladas o modeladas (e.g., la figura 2). En algunas implementaciones, la base de datos puede incluir firmas de presión total o parcial. En algunas implementaciones, la base de datos también incluye firmas de presión obtenidas a partir de datos de campo (por ejemplo, monitorización microsísmico, detección de temperatura/acústica distribuida, monitorización del medidor de inclinación, trazadores de fluidos y apuntalante, registros de producción, etc.). Un usuario puede consultar la base de datos basándose en una o cualquier combinación de las características esenciales (i.e., desfase de tiempo, magnitud, pendiente, etc.) para encontrar una coincidencia. El proceso es análogo a encontrar una coincidencia de huellas dactilares donde varias características clave de la respuesta de presión poroelástica medida se comparan con una base de datos de respuestas de presión poroelástica para encontrar una coincidencia.

[0033] La combinación del procesamiento automatizado de los datos de presión poroelástica adquiridos con las correspondientes características de diseño

de terminación permite optimizar el diseño de terminación mediante técnicas de aprendizaje de máquina. La naturaleza de bajo costo de los datos y el impacto insignificante en las operaciones de campo significa que esta tecnología puede aplicarse en prácticamente todos los pozos de múltiples plataformas. Con la ayuda de técnicas de análisis de datos, los datos de presión poroelástica pueden procesarse en tiempo real para proporcionar una evaluación inmediata del SRV, lo que permite tomar decisiones "sobre la marcha" e incluso probar varios diseños de terminación en un solo pozo o plataforma.

[0034] Por tanto, la presente invención proporciona un mecanismo de retroalimentación rápida para comprender la geometría de las fracturas inducidas y su relación con los diseños de terminación. Esto permite a los ingenieros realizar cambios en el diseño de fracturación (e.g., tasa, concentración de apuntalante, volumen) sobre la marcha y optimizar la terminación en tiempo real. El monitoreo de fracturas sistemáticas, en tiempo real asequible habilitado por análisis de datos basados en la física y/o aprendizaje de máquinas reduciría considerablemente el tiempo de aprendizaje y permitiría una convergencia más rápida a escenarios de desarrollo óptimo.

[0035] De acuerdo con una o más implementaciones, la FIG. 7 ilustra un flujo de trabajo en tiempo real de mapeo de fracturas y optimización de terminación basado en la interpretación de las respuestas de presión poroelástica durante la estimulación hidráulica de un campo. Refiriéndose a la FIG. 7, el primer paso del flujo de trabajo implica extraer características esenciales del yacimiento o campo a partir de las respuestas de presión poroelásticas adquiridas (presión versus tiempo). Estas características esenciales se pueden obtener midiendo la respuesta de presión poroelástica después de que ha comenzado la estimulación. Algunas de estas características incluyen el tiempo transcurrido para alcanzar la presión

máxima ($\Delta t_{\max}$), el tiempo transcurrido para alcanzar la presión mínima ($\Delta t_{\min}$), la desviación máxima en la presión poroelástica ($\Delta p_{\max}$), la desviación mínima en la presión poroelástica ($\Delta p_{\min}$) y la pendiente máxima (máximo $\Delta p/\Delta t$).

[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 se puede consultar utilizando cualquiera de las características esenciales, dimensión o dimensiones de la fractura, o incluso la forma de la curva de respuesta poroelástica. La integración de la base de datos de respuesta poroelástica con las capacidades de aprendizaje de la máquina (e.g., redes neuronales) puede mejorar la precisión de las predicciones de la dimensión de la fractura.

[0037] Una vez que se ha identificado una coincidencia, se pueden estimar las dimensiones (largo, alto, ancho, orientación, etc.) de las fracturas estimuladas. Además, la base de datos se puede aumentar o etiquetar con parámetros adicionales como los mejores parámetros de diseño de terminación (tasa de inyección, tipo/volumen de fluido, tipo/volumen de apuntalante, espaciamiento clúster/etapa, etc.) y parámetros geológicos (profundidad de aterrizaje, propiedades mecánicas, etc.) y buen desempeño.

[0038] Con esta información en la mano, un ingeniero de terminación puede consultar la base de datos para obtener no solo las dimensiones de la fractura, sino también los parámetros de terminación sugeridos mientras considera factores como los parámetros geológicos y el desempeño del pozo. Por lo tanto, el diseño de terminación se mejora en tiempo real.

[0039] Aunque los sistemas y procesos descritos en el presente documento se han descrito en detalle, debe entenderse que se pueden realizar varios cambios, sustituciones y alteraciones sin apartarse del espíritu y alcance de la invención tal como se define por los siguientes objetivos. Los expertos en la técnica pueden estudiar las implementaciones preferidas e identificar otras formas de poner en práctica la invención que no sean exactamente como se describen en el presente documento. La intención de los inventores es que las variaciones y equivalentes de la invención estén dentro del alcance de las reivindicaciones a la vez que la descripción, el resumen y los dibujos no deben usarse para limitar el alcance de la invención. La invención está específicamente destinada a ser tan amplia como las reivindicaciones de más adelante y sus equivalentes.