REIVINDICACIONES AJUSTADAS

1. Un método para el control de inyección de diluyente en fondo de pozo para dilución de crudo extrapesado, caracterizado por las siguientes etapas de:

   a. Adquirir información de los sistemas de fondo que consiste en tomar información de variables de desempeño (5) de la bomba de subsuelo (presiones de entrada y salida, gasto energético del motor y frecuencia), mediciones de presión y temperatura del pozo (fondo y superficie) y parámetros eléctricos de voltaje y amperaje para inferir el flujo a través de la bomba para la medición virtual en tiempo real del flujo de producción y eficiencia energética del pozo productor con bomba electrosumergible; determinar el requerimiento de diluyente (6) y el control de inyección de diluyente.

   b. Determinar el tipo y cantidad de diluyente (7), según el tipo de crudo, el cual corresponde a un hidrocarburo liviano de baja densidad (gravedad específica, SG, entre 0.65 y 0.75), baja viscosidad (inferior a 10-3 Pas (1 cP) a 303,15 K (30°C)) con calidad API entre 60 y 80°, producto refinado tipo nafta.

   c. Definir el punto de inyección del diluyente según la profundidad de la bomba de subsuelo, la cual puede alcanzar los1828.8 m (6.000 pies).

   d. Instalar en el completamiento del pozo una tubería independiente de un diámetro entre 0.0254 m (1”) y 0.0508 m (2”), para aumentar la capacidad de transferencia de diluyente al fondo de pozo.

   e. Inyectar el diluyente requerido desde la superficie hacia el fondo del pozo antes de la entrada de la bomba de subsuelo (9), a través de una tubería independiente mencionada en el literal anterior.

   f. Controlar por automatización el flujo de diluyente al fondo de pozo a través del sistema de control automático (4), para regular la cantidad de diluyente requerida para diluir en el fondo del pozo a través de del procesamiento de las señales de los sensores de presión, temperatura, amperaje y voltaje, provenientes del pozo y de la bomba, y se ajusta por un conjunto de válvulas de control de flujo o presión, medidores de flujo y medidores de presión y temperatura.

g. Inyectar el diluyente a través de las bombas de subsuelo (2) utilizadas en el proceso de producción, que no requieren ninguna adecuación. Este proceso de inyección se realiza antes de la succión de la bomba.

h. Ingresar a través de las bombas de subsuelo (2) el crudo producido por el yacimiento (8), caracterizado por ser espumoso y extrapesado (API < 10) que puede contener gas y agua.

i. Mezclar el diluyente y el crudo extrapesado con la energía del movimiento centrífugo de la bomba de subsuelo (2), donde la bomba centrifuga de subsuelo consiste en un estator y un rotor.

j. Asegurar la homogenización de la mezcla, diluyente- crudo, mediante la energía de movimiento centrífugo de la bomba de subsuelo (2) en mínimo 20 etapas.

k. Bombear la mezcla de crudo y diluyente, y transporte por la tubería de producción (3) hasta la superficie.

l. Determinar la cantidad de diluyente adicional requerido para las etapas posteriores de transporte desde la boca de pozo hasta los sistemas de tratamiento de crudos o puntos de tratamiento.

m. Implementar la estrategia de control avanzado en función de indicadores de desempeño que integran las propiedades de viscosidad, densidad y presión de vapor de los fluidos del pozo y las variables del sistema de levantamiento en cabeza de pozo, variables de fondo de pozo, variador de velocidad VSD, medición virtual en tiempo real del flujo de producción y eficiencia energética del pozo y la dinámica de la productividad de cada pozo para optimizar la dilución en fondo de pozo.

Un método para el control de inyección de diluyente en fondo de pozo para dilución de crudo extrapesado, caracterizado por las siguientes etapas de:

2. El método para el control de inyección de diluyente en fondo de pozo para dilución de crudo extrapesado de la reivindicación 1, caracterizado porque el control automático para regular y optimizar la cantidad de diluyente inyectado comprende las siguientes etapas:

a. Monitorear (11) la lectura en tiempo real de los datos del variador de velocidad – VSD, que corresponde a las variables eléctricas de voltaje,

amperaje y frecuencia, señales de los sensores de la bomba y motor de subsuelo, de presión y temperatura del pozo y de mediciones del potencial de producción del pozo (crudo, gas y agua), donde las lógicas de control son programados en un controlador programable.

b. Medir virtualmente en tiempo real el flujo de producción y eficiencia energética del pozo productor de hidrocarburo con sistema de levantamiento artificial (SLA) por bomba electro-sumergible (BES), a partir del modelamiento matemático y computación perimetral en cabeza de pozo de las variables operacionales medidas por la instrumentación típica instalada en el pozo.

c. Controlar por automatización (11) en tiempo real, la inyección y el flujo de diluyente mediante las siguientes tres lógicas de control automático regulatorio y control automático avanzado:

- La primera lógica de control (***control regulatorio)*** garantiza un grado de dilución base para asegurar un valor de flujo de diluyente predefinido de acuerdo con el valor de crudo disponible de las pruebas de producción del pozo, que se realizan rutinariamente.

- La segunda lógica de control (**diluyente óptimo – control avanzado**) funciona con la operación de los sensores del pozo y la medición virtual en tiempo real del flujo de producción y eficiencia energética del pozo, que permite a la lógica de control establecer la cantidad de diluyente óptimo correspondiente a la máxima eficiencia del sistema de levantamiento artificial a partir del conocimiento del estado del pozo y procesamiento integrado de las variables de eficiencia energética, flujo de producción del pozo y flujo de diluyente, mediante un proceso iterativo de cálculo de flujo de diluyente para la máxima eficiencia, dentro del rango predefinido para el pozo y sistema de levantamiento artificial.

- La tercera lógica de control (**La Rutina de Verificación**) es activada periódicamente y consiste en realizar una recopilación de los datos del desempeño del pozo y la bomba: presiones, temperaturas, datos eléctricos, etc., variando el flujo de diluyente desde un nivel mínimo a un nivel máximo, para observar el comportamiento de la dilución; y así ajustar y calibrar el modelo de cálculo y por ende el sistema de control para que opere en el rango de mayor eficacia el porcentaje de dilución.

d. Medir y ajustar el flujo de diluyente (12) con el cálculo del flujo realizado por el controlador (11) que opera de manera automática, válvulas de control de flujo y presión de la línea de diluyente y se reajusta de manera iterativa con el funcionamiento del sistema de monitoreo y control.

3. El método para el control de inyección de diluyente en fondo de pozo para dilución de crudo extrapesado de la reivindicación 2, caracterizado porque la etapa b) se utiliza un diluyente No Convencional (DNC) compuesto por hidrocarburos de C1 a C8, puros o una mezcla de los mismos, como Gas Licuado del Petróleo (GLP), el cual está constituido principalmente por hidrocarburos de C3 y C4.