

**PROCESO DE CONTROL DE INYECCIÓN DE DILUYENTE EN FONDO DE POZO
PARA DILUCIÓN DE CRUDO EXTRAPESADO**

1. CAMPO DE LA INVENCION

La presente invención está relacionada con un proceso de dilución en fondo de pozo en producción de crudos pesados y extrapesado, así como un sistema de integración del control de inyección de fondo con control de dilución en superficie. La extracción de este tipo de crudos se realiza con la ayuda de un sistema de levantamiento mecánico. Debido a las condiciones de potencial de producción de los pozos, la operación del campo ha seleccionado la utilización de bombas de subsuelo eléctricas (BES, Bomba Electro-Sumergible). Sin embargo, estas bombas operan con baja eficiencia, ocasionando elevados costos energéticos y de mantenimiento por sus altos índices de falla. Por esta razón, la solución que aporta la presente invención consiste en transferir de manera controlada un hidrocarburo de baja densidad y viscosidad desde la superficie hasta la succión de la bomba de subsuelo, diluyendo los fluidos producidos. Esta modificación del fluido o dilución a fondo de pozo mejora el desempeño del sistema de levantamiento de crudo, reduciendo los costos operativos.

El proceso de dilución en fondo de pozo (1) que soluciona el problema técnico relacionado con el alto consumo energético que resulta de la producción de crudo extrapesado, caracterizados principalmente por sus altas viscosidades y densidades

2. ANTECEDENTES DE LA INVENCION.

A partir de la revisión bibliográfica de diferentes fuentes científicas, se encontró que las técnicas actuales difieren a nivel inventivo con la presente invención en dos aspectos: el tipo de diluyente utilizado y la existencia de un sistema de control para la inyección del diluyente. En los pozos donde se implementa la dilución en fondo se requiere el cumplimiento de estos aspectos. El diluyente utilizado es el mismo que se aplica a lo largo del sistema de producción por lo que no se requiere ningún acondicionamiento de este o el uso de un sistema complementario de inyección. Por otra parte, debe existir control de la cantidad de diluyente a inyectar, tanto para alcanzar la condición óptima de extracción del pozo como para realizar una administración adecuada de la dilución en todo el sistema de producción de crudo extrapesado. La aplicación del diluyente en la presente invención busca la modificación dinámica de flujo vertical en crudos espumosos de alta solubilidad de gas, para mejorar las condiciones del sistema de levantamiento.

En los documentos encontrados, aun se describen las técnicas actuales para la dilución en fondo de pozo alterando el tipo de diluyente, modificando las bombas y adicionando sofisticados sistemas de control. Así, se encuentran patentes dirigidas al mejoramiento de la técnica de los sistemas de dilución en fondo de pozo. Los documentos a continuación divulgan en general bombas eléctricas sumergibles, en particular bombas centrífugas con puertos de inyección para inyectar fluidos para reducir la viscosidad del fluido bombeado del pozo.

La patente **CA02238276** hace referencia a bombas eléctricas sumergibles, en particular a una bomba centrífuga con puertos de inyección para inyectar fluidos para reducir la viscosidad del fluido bombeado del pozo. Consiste en una configuración especial de una bomba de subsuelo (BES) con la que se mejora la homogeneización de la mezcla entre el fluido del pozo y un diluyente (Nafta o Kerosene). Más particularmente, el dispositivo es útil en pozos de producción de petróleo pesado, donde la reducción de la viscosidad del fluido es especialmente importante. Varios orificios de inyección están posicionados radialmente alrededor de la bomba sumergible y están en comunicación con una cámara interior anular para la inyección de diluyente en la bomba para la mezcla con el fluido. El diluyente se transfiere a través de una o más líneas de inyección del nivel del suelo a puertos de inyección posicionados radialmente alrededor de la bomba. En relación con la presente solicitud de patente esta anterioridad no presenta un sistema de monitoreo de las condiciones de pozo y del sistema de levantamiento artificial para la determinación del flujo de diluyente, como son: presión de succión y descarga de la bomba de subsuelo, presión de cabeza de pozo, temperaturas de succión de la bomba y de cabeza de pozo, y variables eléctricas del motor de la bomba (amperaje y voltaje).

La patente **US20090151953A1** describe un sistema de bombeo sumergible que inyecta surfactante al fluido bombeado. Consiste en una configuración especial para una bomba centrífuga para el manejo de gas, con separador de fondo y la inyección de un agente espumante que cambia la solubilidad del gas en el líquido, mejorando el comportamiento de levantamiento. La invención incluye un sistema de bombeo sumergible de fondo de pozo para uso en un pozo que comprende una carcasa, una bomba dispuesta en la carcasa, un separador de gas dispuesto en la carcasa aguas arriba de la bomba, una entrada de fluido formado a través de la carcasa y en comunicación con el separador de gas y la bomba, la entrada de fluido configurado para recibir el fluido subterráneo, un motor acoplado mecánicamente con el separador de la bomba y el gas, y un sistema de inyección del agente de formación de espuma en comunicación con la carcasa a través de un puerto de inyección. El sistema de inyección de agente espumante comprende una línea de inyección que termina en el puerto de inyección y una bomba de inyección

configurada para descargar un agente espumante en la entrada de línea de inyección. El agente espumante, que comprende un agente tensoactivo, reduce el tamaño de las burbujas de cualquier vapor arrastrado en el fluido produciendo de ese modo un fluido más homogéneo, lo que mejora la operación de bombeo de la BES.

5

De otro lado, la solicitud de patente **US5159977** describe una bomba eléctrica sumergible y un método mejorado para la elevación de aceites viscosos de pozos. Consiste en un método y un aparato para la inyección de agua hasta un 25% en peso para inducir la formación de una emulsión o flujo anular CAF (Core Annular Flow), que reduce la viscosidad aparente del fluido. El rendimiento de la bomba eléctrica sumergible se mejora mediante la inyección de agua tal que el agua y el aceite se bombean en un régimen de flujo, reduciendo la fricción y mantiene una fina película de agua en las superficies internas de la bomba. Es por tanto un objeto de la invención proporcionar un método y un aparato para levantar aceites viscosos de los pozos mientras se inyecta agua. En relación con esta anterioridad, el fluido que se inyecta es agua lo que difiere con la presente solicitud de patente en la que se inyecta un diluyente proveniente de una corriente de hidrocarburo. Una de las desventajas está en que posteriormente hay que retirar esta agua para evitar problemas de corrosión en líneas, inestabilidad de las emulsiones formadas y altos costos de rompimiento y formación de la emulsión.

10

15

20

Adicionalmente, la patente **US20060096760A1** describe un método que se puede utilizar con un pozo el cual incluye la inyección de una sustancia química a través de una línea de inyección de producto químico en un flujo que pasa a través de una bomba de pozo. Consiste en un sistema de inyección de químicos para mejorar la movilidad y homogeneidad del fluido (mezclas crudo/gas/agua) a través de la bomba de subsuelo y para prevenir la formación de depósitos indeseables que reduzcan su comportamiento (asfaltenos, ceras, hidratos, escamas). Permite el uso de diferentes químicos y su acondicionamiento, en un sistema de monitoreo y control. El método incluye el control de la inyección de la sustancia química para mejorar el flujo a través de la bomba. Asimismo, el sistema que se utiliza con un pozo incluye una bomba con un motor y un depósito para recibir un lubricante para el motor. El sistema incluye un mecanismo para establecer una ruta de purga entre el depósito y una vía de flujo de fluido del pozo de la bomba para comunicar el lubricante en la trayectoria del flujo. El tipo de condición puede ser predicha al conocer la presión y la temperatura, además del tipo de fluido que fluye a través del sistema. El tipo de producto químico utilizado puede variar en función del tipo de afección. Por ejemplo, si la condición esperada es de asfaltenos, entonces el producto químico inyectado puede ser compuestos altamente aromáticos tales como tolueno, queroseno, o nafta pesada. La diferencia significativa con respecto a la presente solicitud de patente está en que esta no requiere unidades de inyección de subsuelo. Se utiliza una línea de

25

30

35

transferencia a hasta el punto de succión de la bomba. Esto es suficiente para mejorar el flujo de través de la bomba y no implica consideraciones de diseño adicionales relacionadas a dichas unidades de inyección, consideraciones que no presenta esta anterioridad. Adicionalmente La presente solicitud de patente no requiere unidades de inyección de subsuelo. Se utiliza una línea de transferencia a hasta el punto de succión de la bomba. Esto es suficiente para mejorar el flujo de través de la bomba y no implica consideraciones de diseño adicionales relacionadas a dichas unidades de inyección, para ajustar el flujo de diluyente.

Además, la solicitud de patente **US4450909** consiste en la aplicación simultanea de la inyección de solvente (Nafta o Kerosene) a la formación (yacimiento) junto con corriente eléctrica con electrodos en los pozos, para generar canales de comunicación entre los pozos inyectoros y productores en la formación. El disolvente utilizado es un hidrocarburo de baja viscosidad que reducirá la viscosidad del crudo pesado a través de la solubilización y la dilución. Ejemplos adecuados son nafta, keroseno, diesel y aceite de combustible, gas condensado y crudo ligero. La corriente eléctrica aplicada puede ser DC o AC. La corriente eléctrica se aplica simultáneamente con la inyección del disolvente. Esta anterioridad no presenta un sistema de monitoreo de las condiciones de pozo y del sistema de levantamiento artificial para la determinación del flujo de diluyente, lo que es reivindicable en la presente solicitud de patente.

La patente **CN206830142U** que corresponde a una patente de modelo de utilidad reivindica una columna de tubería de elevación de la bomba sumergible eléctrica de pozo de crudo pesado, que comprende una conexión ordenada de abajo hacia arriba para que el aceite pesado entre en el tubo de inserción y pueda controlar el flujo unidireccional de aceite pesado hacia arriba de la válvula de retención inferior. Al igual que la patente anterior, esta anterioridad no presenta un sistema de monitoreo de las condiciones de pozo y del sistema de levantamiento artificial para la determinación del flujo de diluyente, lo que es reivindicable en la presente solicitud de patente.

La patente **US10167701B2** Consiste en un conjunto de válvula de inyección para uso en un pozo, donde el gas o fluido presurizado desde el orificio superior del pozo desplaza una cabeza de válvula perforada desde un asiento de válvula, permite el flujo de fluido del gas o fluido presurizado hacia la cabeza de la válvula y más pozo en el pozo Hacia una bomba sumergible eléctrica. Un resorte de compresión se enrolla alrededor de un vástago de la válvula conectado a la cabeza de la válvula, empujando el vástago de la válvula y la cabeza de la válvula en una dirección hacia arriba del orificio opuesta a la fuerza del gas o fluido presurizado. El resorte de compresión está en una cámara llena de fluido hidráulico, donde el fluido hidráulico puede pasar a través de un conjunto de sistema de

amortiguación y un conjunto limitador de flujo, regulando así la velocidad a la que el vástago de la válvula y la cabeza de la válvula pueden moverse con relación al asiento de la válvula.

5 La patente **WO2014176225** divulga un ejemplo de método, módulo o equipo informático con producto de software, detecta un bloqueo de gas durante el funcionamiento actual de una bomba sumergible eléctrica (ESP) e interviene para liberar el bloqueo de gas sin detener el ESP. Después de detectar una condición de bloqueo de gas, un módulo de ejemplo calcula una velocidad de bomba para intentar la resolución de bloqueo de gas. El
10 objeto de la presente solicitud de patente es diferente: inyectar un hidrocarburo para diluir el crudo que es manejado por la bomba de subsuelo y NO resolver el bloqueo de gas. Por tal motivo la operación es distinta, la rotación de la bomba es utilizada para mejorar la homogenización dinámica líquido-líquido. Mientras que en el documento D2, la rotación es manipulada acelerando o desacelerando de acuerdo con su propósito de desbloquear la
15 bomba.

El problema para resolver en la presente invención es la de la baja eficiencia de la bomba eléctrica de subsuelo, que ocasionan alto consumo eléctrico y alta recurrencia de falla, por la elevada restricción de flujo en la línea de producción del pozo.

20 Las tecnologías disponibles, anteriormente descritas, no aportan la solución al problema debido a que: no se requiere una configuración especial de homogeneización ya que la BES proporciona el mezclado adecuado, el crudo tiene propiedades espumosas por lo que no requiere la adición de un agente espumoso, intentar lograr el CAF (Core Annular
25 Flow) es altamente complejo, el fluido inyectado al fondo del pozo no es agua, el foco principal de la inyección es mejorar el comportamiento de flujo a través de la tubería de producción después de la bomba, y no solo a través de la BES. La presente invención utiliza el movimiento centrífugo de la bomba para asegurar la homogeneización de la mezcla entre el fluido de producción y el diluyente, sin requerir modificaciones de la
30 bomba. Y finalmente, la solución tecnológica no es aplicada para mejorar el flujo en el medio poroso (formación), sino para mejorar el flujo a través de la tubería de producción luego de la bomba de subsuelo.

Si bien el estado del arte previo ha buscado soluciones relacionadas al problema técnico
35 planteado en la presente solicitud, no existe aún un sistema de dilución que no requiera acondicionar el diluyente disponible ni la bomba de subsuelo. Tampoco existe un sistema de control para la aplicación óptima de diluyente en fondo de pozo, en función de la captura e interpretación de los datos de desempeño del pozo y la bomba como presiones, temperaturas, datos eléctricos, etc.

3. BREVE DESCRIPCIÓN DE LA FIGURA

Figura 1. Perfil THP pozo CH 31, datos de control

Figura 2. Perfil THT pozo CH 31, datos de control

Figura 3. Perfil PIP pozo CH 31, datos de control

Figura 4. Perfil PDP pozo CH 31, datos de control

Figura 5. Perfiles variables de operación de la bomba pozo CH 31, datos de control a) Frecuencia b) Amperaje c) Voltaje d) Temperatura motor

Figura 6. Volumen incremental acumulado identificado como efecto de la tecnología para el campo Chichimene – monitoreo 2018

Figura 7. Elementos de la tecnología: el proceso y el sistema de control de la dilución en fondo de pozo.

4. DESCRIPCION GENERAL DE LA INVENCION

Según las brechas que se han logrado identificar en el estado de la técnica, la presente solicitud proporciona un método de la inyección de diluyente para proceso de dilución en fondo de pozo (1) adecuado para mejorar las condiciones de flujo de crudos según las altas viscosidades desde el pozo hasta superficie.

La dilución en fondo presenta ventajas adicionales a la inyección a nivel de superficie, pues no solo mejora las condiciones de movilidad del crudo a través de todo el sistema de producción y transporte, sino que además mejora significativamente la operación del equipo de subsuelo (2). Así mismo esto repercute en el costo de extracción, pues no solo disminuye el consumo energético del sistema, sino que también mejora la vida útil del equipo de subsuelo.

Las principales etapas del proceso son:

- Transferencia controlada de diluyente desde la superficie hasta la entrada de la bomba de subsuelo, en una proporción volumétrica de flujo con base al petróleo producido.
- 5 • Mezclado del diluyente con el crudo proveniente del yacimiento con la energía centrífuga de la bomba de subsuelo, tipo electro sumergible;
- 10 • Monitoreo de las condiciones de pozo y del sistema de levantamiento artificial para la determinación del flujo de diluyente, como son: presión de succión y descarga de la bomba de subsuelo, presión de cabeza de pozo, temperaturas de succión de la bomba y de cabeza de pozo, y variables eléctricas del motor de la bomba (amperaje y voltaje).
- 15 • Medición virtual en tiempo real del flujo de producción y eficiencia energética del pozo productor de hidrocarburo con sistema de levantamiento artificial (SLA) por bomba electro-sumergible (BES) mediante modelamiento matemático y computación perimetral en cabeza de pozo de las variables operacionales medidas por la instrumentación típica instalada en el pozo.
- Control automatizado en tiempo real para la determinación e inyección de flujo de diluyente mediante lógicas de control automático regulatorio y control automático avanzado usando la medición virtual en tiempo real del flujo de producción y eficiencia energética del pozo como variable de entrada.

20

5. DESCRIPCION DETALLADA DE LA INVENCION

En las siguientes etapas se presenta los fundamentos detallados del proceso.

25

- a) Adquisición de información de los sistemas de fondo: 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; 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.
- 30
- 35 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.

El tipo de diluyente utilizado en la explotación de crudo está definido bajo tres aspectos de selección: el rendimiento, la composición y la volatilidad. El rendimiento representa la cantidad de crudo que se puede diluir con cierta cantidad de diluyente para obtener una mezcla con una densidad o viscosidad dada. Estas propiedades se pueden estimar mediante ecuaciones de mezcla o mediciones de laboratorio. Se debe considerar el efecto de encogimiento volumétrico para la estimación de la densidad. Por otra parte, la viscosidad es una propiedad muy importante en crudos y productos de petróleo ya que influye en el diseño de tuberías y bombas para el transporte de crudo y para el dimensionamiento de sistemas de deshidratación de crudo con dilución.

En el caso de la composición de un diluyente, esta se puede agrupar en las siguientes familias de hidrocarburos: parafinas, isoparafinas, aromáticos, naftenos y olefinas (PIANO). A partir de esto se debe tener en cuenta para la selección respecto a la composición del diluyente los siguientes lineamientos: un exceso ($>80\%$) de parafinas (parafinas e isoparafinas) podría generar fallas en la etapa de enfriamiento en el proceso de recuperación de vapores (si lo hay) en la planta de tratamiento de crudo, los aromáticos mejoran la solubilidad entre crudo y el diluyente y la ausencia de olefinas o que su contenido sea mínimo ($<2\%$ vol.), evita la formación de gomas durante el refinamiento de la mezcla crudo/diluyente.

Finalmente, la volatilidad se encuentra relacionada con la presión de vapor, la densidad y el rango de punto de ebullición (destilación). Para manejar los fluidos en sistemas atmosféricos y en condiciones seguras, algunas compañías han establecido un valor de 82.7371 KPa (12 psi) como límite de presión de vapor de la mezcla a la temperatura de proceso. De esta manera, se reduce al máximo la volatilización y el riesgo de pérdida de hidrocarburos livianos y formación de atmosferas explosivas.

Adicionalmente a la presión de vapor del diluyente y de la mezcla, se utiliza la medición de la curva de destilación para el control del proceso. Para fracciones de petróleo de composición desconocida, los puntos de destilación o ebullición pueden ser presentados con una curva de temperatura versus porcentaje volumétrico (o fracción) de mezcla vaporizada. El punto de ebullición del componente más liviano en la mezcla es el punto inicial de ebullición (IBP, por sus siglas en inglés) y el punto de ebullición del componente más pesado es el punto final de ebullición (FBP, por sus siglas en inglés). La diferencia entre el FBP y el IBP se conoce como rango de puntos de ebullición o rango de ebullición (RBP). Las correlaciones que permiten caracterizar las propiedades de los hidrocarburos

requieren de un valor simple de punto de ebullición. Por esta razón es necesario definir un punto de ebullición promedio basado en las curvas de destilación.

Existen otras medidas de laboratorio adicionales a las relacionadas al rendimiento, la composición y la volatilidad, que son útiles para definir las especificaciones de los diluyentes. Se destaca la medición del IEC o índice de estabilidad coloidal y del valor P de las mezclas con el crudo, las cuales muestran la tendencia que podría tener una mezcla de hidrocarburos de presentar precipitación orgánica (asfaltenos).

Para el proceso también se puede utilizar un diluyente No Convencional (DNC) compuesto por hidrocarburos de C1 a C8, puros o una mezcla de estos, por ejemplo, como Gas Licuado del Petróleo (GLP), el cual está constituido principalmente por hidrocarburos de C3 y C4.

c) Definir el punto de inyección del diluyente según la profundidad de la bomba de subsuelo, la cual puede alcanzar los 1828.8 m (6.000 pies).

d) Instalar en el completamiento del pozo una tubería independiente entre 0.0254 m (1") y 0.0508 m (2"). Utilizar una tubería independiente aumenta la capacidad de transferencia de diluyente al fondo de pozo.

e) Inyección del diluyente necesario desde la superficie hacia el fondo del pozo antes de la entrada de la bomba de subsuelo (9), a través de una tubería que va hasta la succión de esta bomba, que puede ser a través de la línea de inyección de químicos que comúnmente incluye el sistema de bombeo electro sumergible y otra forma es a través de una línea independiente mencionada en el literal anterior. La energía de transferencia está disponible en el sistema de distribución de diluyente, por lo que no se requiere un sistema de bombeo.

f) Control automatizado del flujo de diluyente al fondo de pozo a través del sistema de control automático (4), que permite regular la cantidad de diluyente requerida para diluir en el fondo del pozo, a través de:

- Monitoreo (11) que consiste en la lectura en tiempo real de los datos del variador de velocidad – VSD, 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). Las lógicas de control son programadas en un controlador programable.

- Medición virtual en tiempo real del 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 procesamiento mediante modelamiento matemático y computación perimetral en cabeza de pozo de las variables operacionales medidas por la instrumentación típica instalada en el pozo.
- Control automatizado (11) en tiempo real para la determinación e inyección de flujo de diluyente mediante lógicas de control automático regulatorio y control automático avanzado usando la medición virtual en tiempo real del flujo de producción y eficiencia energética del pozo como variable de entrada.
- Medición y ajuste del 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. Este ajuste es iterativo dependiendo de los cambios en las condiciones del pozo y del sistema de levantamiento.

El sistema de monitoreo y control automático se incluye una lógica de control que tiene como objetivo: determinar (monitoreo) y suministrar (control) el flujo de diluyente, que maximiza la eficiencia de desempeño de la bomba de subsuelo. El flujo de diluyente se encuentra en un rango de porcentaje de dilución (rango inicial 6-15%). El sistema de monitoreo y control (11) se basa en la interpretación de datos en línea (5) de sensores disponibles en el pozo y en la bomba de subsuelo.

Este sistema de monitoreo y control automático contiene la programación de tres (3) lógicas de control: 1) Control Regulatorio, 2) Diluyente Óptimo – Control Avanzado y 3) Rutina de Verificación.

- La primera lógica de control (**control regulatorio**) **garantiza** un grado de dilución base, aunque falle el monitoreo desde los sensores o no se encuentran disponibles suficientes datos de los sensores y la lógica de control no pueda estimar el diluyente requerido, asegurando un valor de flujo de diluyente predefinido de acuerdo con el valor de crudo disponible de las pruebas de producción del pozo, las cuales se realizan rutinariamente.
- La segunda lógica de control (**diluyente óptimo – control avanzado**) funciona si los sensores del pozo y la medición virtual en tiempo real del flujo de producción y eficiencia energética del pozo se encuentran en operación y le permite a la lógica de control establecer la cantidad de diluyente más eficiente, el cual consiste en un proceso iterativo de cálculo de flujo de diluyente para la máxima eficiencia, dentro del rango predefinido.

- La tercera lógica de control (**La Rutina de Verificación**) es activada periódicamente y permite 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, esto con la finalidad de observar el comportamiento de la dilución; así se puede 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.

Al final de la descripción detallada de la invención, se describen los sistemas de análisis de datos y lógica de control y de medición y ajuste de flujo de diluyente en superficie.

g) Aplicación del 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) Ingreso a las bombas de subsuelo (2) del crudo producido por el yacimiento (8), caracterizado por ser espumoso y extrapesado que puede contener gas y agua. También puede ingresar a las bombas crudo extrapesado $API < 10$.

i) Mezcla del diluyente y el crudo extrapesado con la energía del movimiento centrífugo de la bomba de subsuelo (2). La bomba centrífuga 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), que le suministra energía al fluido para incrementar su nivel de presión (82.7371 KPa/etapa (12 PSI/etapa) a 172.369 KPa (25 PSI/etapa)). Se estima que con la energía de 20 etapas se logra la homogeneización adecuada entre el crudo y el diluyente. Las bombas que utilizan la presente invención poseen más de 100 etapas, por lo que la homogenización está garantizada.

k) Bombeo de la mezcla de crudo y diluyente, y transporte por la tubería de producción (3) hasta la superficie. La caída de presión a lo largo de esta línea puede ser desde varios miles de PSI (libras por pulgada cuadrada) a niveles entre 344.738 KPa (50 PSI) y 689.476 KPa (100 PSI).

Utilizado la energía de movimiento de la bomba de subsuelo (2), Con el movimiento centrífugo de la bomba (2) y el ascenso de los fluidos a través de sus etapas, el crudo extrapesado de alta viscosidad y densidad es diluido mejorando el desempeño de la BES, reduciendo el consumo energético y aumentando el tiempo de vida entre fallas de esta.

- 5 Con la aplicación del proceso de dilución en fondo de pozo (1) para la producción con BES de crudo extrapesado con alta solubilidad de gas, el desempeño de la bomba podría mejorar entre un 10% y un 30%.

- 10 l) Determinar la cantidad de diluyente adicional requerido para las etapas posteriores de transporte. Como el diluyente aplicado (7) en los pozos no es recuperado de la mezcla en ninguna etapa posterior y la explotación del crudo producido se realiza en ciclo abierto de dilución donde no existe recuperación del diluyente; la concentración de diluyente se debe ir aumentando desde los pozos hasta la etapa de transporte por oleoducto hasta que la concentración de diluyente en toda la
- 15 cadena de producción se encuentra dentro del umbral de estabilidad coloidal de la mezcla.

- La aplicación de diluyente busca la modificación dinámica de flujo vertical en crudos espumosos (*foamy oil*) de alta solubilidad de gas (8). Esto incrementa la complejidad del
- 20 proceso debido a las variaciones en el punto de burbuja que no se puede determinar con facilidad mediante técnicas convencionales PVT (*Presión-Volumen-Temperatura*), lo que resulta en un cambio del punto en el cual se inicia la liberación de gas soluble y en general en toda la curva de solubilidad versus la presión de fluido. De modo que esta invención incluye la definición del punto de aplicación (9) del diluyente que asegure la
- 25 mezcla a pesar de la condición espumosa del crudo.

- m) Implementar la estrategia de control avanzado en función de indicadores de desempeño que integran el comportamiento del sistema de levantamiento, las variables en cabeza de pozo, variables de fondo de pozo, variador de velocidad
- 30 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.

- La necesidad tecnológica que se satisface es la de conocer la manera más adecuada
- 35 para inyectar el tipo y la cantidad de diluyente, monitoreando variables de proceso (5) relacionadas al desempeño de la BES como son las presiones de entrada y salida, las temperaturas, así como parámetros eléctricos de voltaje y amperaje. Esto permite operar la BES en la condición de cabeza hidráulica, flujo y frecuencia de mayor eficiencia posible, facilitando la productividad de crudo del pozo.

Así, la presente invención hace referencia a un proceso para producir crudo extrapesado en el fondo de pozo inyectando una proporción óptima de diluyente para reducir la viscosidad y facilitar el bombeo hasta la superficie.

5

Descripción de los sistemas de análisis de datos y lógica de control y de medición y ajuste de flujo de diluyente en superficie.

Sistema de análisis de datos y lógica de control (11)

10 Con información de los datos del comportamiento del pozo y del SLA (5), se procede a ajustar las condiciones de operación de la bomba de subsuelo a un punto óptimo. Se define la velocidad o frecuencia óptima de operación en relación con el nuevo fluido producido. Se establece el máximo caudal que se puede manejar con la inyección de diluyente y se determina la cantidad de diluyente (6) óptima que aumenta la eficiencia del
15 sistema de levantamiento.

La siguiente tabla resume el listado de señales requerida para el monitoreo y control de la inyección de diluyente, de acuerdo con las condiciones del pozo y el sistema de levantamiento. Las señales son identificadas según su tipo, clase y uso. Su procedencia o
20 uso puede ser por clúster (C: grupo) de pozos o por pozo (P).

SERVICIO	TAG / EQUIPO	TIPO		CLASE			USO			CLÚSTER POZO
		I	O	A	C	M	M	C	A	
<u>Variables para Dilución en Fondo</u>										
Temperatura de entrada Diluyente	TIT-A	X		X			X			C
Presión de Entrada Naftaducto	PIT-B	X		X			X		X	C
Presión de Salida Válvula Autorregulada	PIT-E	X		X			X		X	C
Flujo de diluyente a Pozo	FIT-F	X		X			X	X	X	P
Control de Válvula reguladora de flujo a Pozo	FV-F		X	X				X		P
Presión de Diluyente a Línea a Fondo de Pozo	PIT-G	X		X			X			P
<u>Variables de Fondo de Pozo</u>										
Presión de Entrada a Bomba	Sensor de Fondo	X			X		X	X	X	P
Presión de Descarga de Bomba	Sensor de Fondo	X			X		X	X		P
Temperatura de Motor	Sensor de Fondo	X			X		X			P
Temperatura de Entrada a Bomba	Sensor de Fondo	X			X		X			P
Corte por Alta Temperatura en Motor	Sensor de Fondo	X			X				X	P
<u>Variables en Superficie</u>										
Temperatura en Cabeza de Pozo	Gateway WirelessHART	X			X		X	X		P
Presión en Cabeza de Pozo	Gateway WirelessHART	X			X		X		X	P
Presión de Inyección de Químicos	Gateway WirelessHART	X			X		X			
<u>Variables de VSD</u>										
Estado de Motor	VSD	X			X		X		X	P
Frecuencia de referencia	VSD	X			X		X			P
Frecuencia a Motor	VSD	X			X		X	X		P
Corriente Eléctrica a Motor	VSD	X			X		X		X	P
Potencia a Motor	VSD	X			X		X			P
Factor de Potencia	VSD	X			X		X			P
<u>Variables de Datos de Pruebas a Pozo</u>										
Volúmen de Producción Total						X				P
Volúmen de Producción de Crudo						X		X		P
BSW						X		X		P
GOR						X				P
Densidad API Medido de Crudo						X		X		P
Densidad API de Diluyente						X		X		P

Tipo

I = Entrada
O = Salida

Clase

A = Análoga
C = Comunicaciones
M = Ingreso Manual

Uso

M = Medición
C = Control o como parte de estrategia de control
A = Alarma

Tabla 1. Listado de señales requeridas y procedencia

- 5

Los datos de las señales están disponibles del sensor de fondo, del variador de la BES (VSD) y de las señales inalámbricas (Wireless) de los transmisores de presión y temperatura de la tubería de producción en cabeza del pozo. Estos datos se comunican a través del interruptor (Switch) gestionable, a un Controlador Programable, donde se programa la lógica de control, para que se realicen los cálculos necesarios, se ejecuten las acciones de control y se administraren las variables disponibles en los equipos del campo para asegurar el control local de la inyección de diluyente. Además de esta información en línea, se requiere de datos de pruebas de pozos, la cual permite ajustar el sistema de control, particularmente con la rutina de verificación.
- 10
- 15

El controlador programable permite programar la lógica de control, con la que se determina el flujo de diluyente a inyectar en función de los datos comunicados por las señales del pozo y del sistema de levantamiento artificial. La siguiente lógica de control muestra una descripción del control Base y del control Óptimo. La diferencia de estos

tipos de control depende de la suficiencia de los datos de entrada, que puede verse afectada por el daño en los sensores del pozo o la BES. En el control base, con un valor de porcentaje de diluyente y el flujo de crudo medido por el medidor virtual en tiempo real de flujo de producción y eficiencia energética del pozo o por una prueba de producción se determina el flujo de diluyente. En el control de diluyente óptimo, se utiliza el medidor virtual en tiempo real de flujo de producción y eficiencia energética, para determinar el flujo de diluyente correspondiente a la máxima eficiencia del sistema de levantamiento artificial. La rutina de verificación igualmente se programa en el controlador programable, para su utilización en el ajuste y calibración del rango del control de diluyente.

Sistema de medición y ajuste de flujo de diluyente en superficie (12)

Una vez determinado el flujo de diluyente, mediante el sistema de análisis de datos y lógica de control, se debe asegurar esa cantidad al sistema de inyección. Los equipos de instrumentación y control requeridos para la implementación de la dilución en fondo desde el sistema de distribución de diluyente y los rangos estimados con la operación para la instrumentación requerida por la tecnología, se presentan a continuación.

A continuación, se detalla cada uno, siguiendo la línea de proceso de control:

- *TIT-A – Temperatura diluyente en el ducto de diluyente:* Transmisor-Indicador para ser instalado en la derivación del ducto de diluyente hacia el sistema de inyección de diluyente en fondo de pozo.
- *PIT-B –Presión derivación de ducto de diluyente:* Transmisor-Indicador para ser instalado en la derivación del ducto de diluyente hacia el sistema de inyección de diluyente en fondo de pozo. Medición requerida por norma y considerada buena práctica para asegurar condiciones de recibo de diluyente a sistema de distribución. La presión de llegada a cada clúster depende de condiciones topográficas, ramificaciones del ducto de diluyente y de la demanda de caudal de diluyente en los diferentes puntos de este.
- *Filtro en la derivación del ducto de diluyente:* tipo “Y”. Elemento filtrante para instalar en línea de derivación de ducto de diluyente hacia un punto múltiple de inyección de diluyente a fondo de pozos. Permite asegurar la limpieza del diluyente para garantizar la protección a los elementos primarios de medición tipo turbina. Igualmente previene posibles taponamientos de las líneas de inyección a fondo de pozos que puedan generar las impurezas presentes en el diluyente.
- *PDI-C – Diferencial filtro derivación del ducto de diluyente:* Indicador de presión diferencial para verificar caída de presión en Filtro tipo “Y” de derivación de ducto de diluyente. La regulación de presión inicial busca asegurar las condiciones aguas abajo para que el control de caudal pueda ser más preciso en cada una de

las líneas. Adicionalmente dicha regulación de presión permitiría dar respuesta a las diferentes presiones de entrada que se tienen en los diferentes clústeres, al depender del punto de derivación del ducto de diluyente.

- *PCV-D – Válvula reguladora presión en múltiple:* Válvula reguladora de presión de línea de diluyente a múltiple de inyección a fondo de pozos. La presión que mantiene el regulador es el parámetro de presión de salida de este. Esta válvula debe ser específicamente elegida para la regulación de la presión aguas abajo, por lo que podría ser reemplazada por un regulador industrial de presión que asegure los caudales requeridos.
- *PIT-E – Presión salida válvula autorregulada:* Transmisor-Indicador para ser instalado en la salida de la válvula reguladora de presión, para garantizar el funcionamiento y ajuste de esta.
- *FIT-F – Medidor de flujo de diluyente a fondo de pozo:* Transmisor-Indicador para ser instalado en las líneas de inyección hacia fondo de pozo. La señal será utilizada para regular el flujo mediante la válvula de control FV-F se ha planteado sea de tecnología de tipo turbina.
- *FV-F –Válvula de control de flujo de diluyente a pozo:* Control automático mediante el controlador programable para regular flujo hacia línea de inyección en fondo de pozo. En la tabla 4 se relaciona el dimensionamiento realizado a esta válvula, según las especificaciones de la tecnología de dilución en fondo.
- *PIT-G – Válvula reguladora de presión de diluyente a línea a fondo de pozo de acción directa o pilotada:* regulador reductor de presión mantiene una presión de salida deseada al tiempo que proporciona el caudal de flujo necesario para satisfacer la demanda aguas abajo. La presión que mantiene el regulador es el parámetro de presión de salida de este.

La precisión de un regulador reductor de presión de acción directa es del orden del 1% para presiones bajas (6.89476 KPa (1 PSIG)) y de entre 10% y 20% para presiones altas (3447.38 KPa (500 PSIG)).

La figura 7 muestra los principales elementos de la presente invención: Adicionalmente, se aprecian otros elementos relacionados con la invención.

6. EJEMPLOS

En los siguientes ejemplos se presenta los efectos favorables de la tecnología objeto de protección por solicitud de patente.

Ejemplo 1.

En los siguientes pozos se observa el efecto de la aplicación de la dilución en fondo de la tecnología. El seguimiento a las variables de operación del sistema contempló las variables del sensor de fondo (PIP, PDP, Tm, Ti) y variables de superficie (THP, THT) de una muestra seleccionada de pozos.

Para la muestra seleccionada se graficaron los perfiles de cada variable, como se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** 1 para la presión en cabeza de pozo (THP), la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** 2 para la temperatura en cabeza de pozo (THT), la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**3 para la presión de succión de la bomba (PIP), la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**4 para la presión de descarga de la bomba (PDP) y la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** para las variables de operación de la bomba respectiva, lo anterior para el caso del pozo **CH 31**. En cada figura se indica la fecha de inicio del proceso de dilución en fondo.

Como se observa en los perfiles de THP; THT, PIP y PDP del pozo CH 31 se presenta una afectación en cada variable para la fecha de inicio de la dilución en fondo, como son bajas en niveles de temperatura y alivio de presiones.

Con estos perfiles se procedió la identificación de periodos estables antes y después de la dilución, en donde se hallaron valores máximos, mínimos y promedios de las variables de interés (THP, THT, PIP, PDP, TEMP) con el fin de obtener datos para validar con datos de producción y así asignar los valores de las variables para el modelamiento numérico.

Ejemplo 2.

El seguimiento al volumen incremental acumulado que se asocia al desempeño de la tecnología objeto de la presente solicitud de patente aplicada en un campo de producción tiene el comportamiento que se muestra en la figura 6.