

5

METODO DE ESTIMACION CUANTATIVA DE LA PRODUCCION DE PETROLEO EN POZOS CON ALTO CORTE DE AGUA MEDIANTE EL USO DE CAMARAS DE VIDEO DE FONDO

10 CAMPO DE LA INVENCION

La presente innovación se relaciona con el sector tecnológico de los procesos de producción primaria y recobro mejorado por inyección de agua de campos petroleros, asimismo la presente invención se encuentra dentro del campo técnico de la medición y análisis de la fracción de petróleo en altos de cortes de agua y mediante el procesamiento de imágenes.

ESTADO DE LA TÉCNICA

Los registros de producción tipo PLT han sido ampliamente utilizados por la industria del petróleo y gas para estimar la distribución de fluidos y sus diferentes fases (back allocation) en cada uno de los yacimientos/unidades/capas evaluados. De igual manera, estos son parte de los programas de *surveillance* en los proyectos de Recobro Mejorado, y representan ser una información fundamental para monitorear y controlar el avance del frente de inyección y la distribución de fluidos a nivel de cada zona. Sin embargo, existen condiciones adversas para identificar y cuantificar las zonas productoras de petróleo en pozos con presencia de altos cortes de agua, crudo pesado o extra pesado, altas desviaciones y bajas salinidades del agua.

Debido a estas condiciones en muchos casos los registros son interpretados usando una sola fase (agua) y la distribución de la fracción de petróleo realizada de manera empírica, análogos, correlaciones entre pozos, etc. Esto reduce la efectividad de los trabajos de Conformance (aislamiento de zonas de agua), monitoreo & optimización de patrones de inyección y validación del modelo dinámico de yacimientos, entre otros.

En el estado del arte, para la evaluación de pozos productores de petróleo en yacimientos, bajo producción primaria o proyectos de recobro mejorado adicionalmente a los registros tipo PLT se usan otras metodologías/herramientas, en las siguientes líneas se presenta un resumen de cada una de ellas, incluyendo una descripción, productos obtenidos, modo de adquisición y sus posibles limitaciones de cada una de ellas.

No	Metodología para distribución de Fluidos Pozos Productores	Concepto	Mediciones/Respuesta	Limitaciones
1	Registro de Producción tipo PLT	La medición de las tasas y fases de fluidos se realiza mediante el uso de múltiple sensores a condiciones dinámicas (pozo fluyendo). El sensor de spinner provee la tasa total de fluido y los sensores como densidad, capacitancia, tipo arreglo proveen la distribución de fases por zona	Contribución de fluidos totales y distribución por fase de fluidos (petróleo, agua y gas)	La precisión de la medición de las tasas y fases puede estar afectada por: - Bajas tasas de producción, Crudos pesados / Extra Pesados, Altos cortes de Agua, Altas desviaciones del pozo, Bajas Salinidades del agua
2	Finger print de hidrocarburos (Geoquímica)	Cada tipo de hidrocarburos posee su propia huella o finger print. La metodología asume que para cada zona de producción se conoce el finger print de cada una ellas. Lo anterior permite conocer la distribución o contribución de cada formación a partir de los datos de la mezcla total de hidrocarburos analizada en	Contribución de petróleo por formación previamente calibrada con su finger print	En presencia de múltiples capas dentro de una misma formación no permite estimar la contribución por capa. Al igual que solo mide la fase de hidrocarburos y no permite estimar la producción de agua por zona. Su distribución se hace mas para efectos de pozos produciendo en commingled y de fiscalización
3	Suabeo o tapón/empaque	Consiste en mecánicamente bajar un sistema de suabeo o empaques y artificialmente producir cada zona para tener un estimado de producción y contribución de fluidos por cada	Contribución y tipo de fluidos por zona probada	Requiere intervención con equipo de workover. Su precisión es baja cuando se tiene zonas múltiples poco espaciadas. Su medida se considera cualitativa, costosa y poco utilizada
4	Registro de saturación	Se corre en condiciones estáticas y estima la saturación de agua de cada zona. Sin embargo, la contribución de fluidos puede diferir de las condiciones dinámicas (flujo fraccional, flujo cruzado, etc.)	Saturación de Agua y petróleo y otras medidas como (porosidad y composición mineralógica)	Se puede correr en varios modos de adquisición. El modo sigma esta afectado por bajas salinidades del agua (< 40K ppm) y el de carbón oxigeno por bajas porosidades. Requiere pozo en equilibrio hidrostático y puede estar afectado por redistribución de fases en la tubería y/o re invasión de fluidos en la cara del pozo
5	Asignación basada en interpretación petrofísica	La distribución se hace a partir de correlaciones con interpretación petrofísicas iniciales, observaciones de pozos vecinos, etc. Los parámetros comúnmente usados son KH, saturaciones.	Distribución por tipo fluidos por zona	Las condiciones del pozo y yacimiento son dinámicas y no puede ser usadas a lo largo de la producción del pozo de forma constante. Requiere de un registro tipo PLT para complementar el análisis
6	Registros de resistividad	Aunque esta metodología esta disponible para registros en hueco entubado, su aplicación no es muy frecuente. En términos de saturación de agua es similar a los registros de saturación de fluidos	Resistividad de la formación y saturación del agua	Dadas las configuraciones actuales de herramienta requiere de equipo de workover para remover la completacion del pozo. Las mediciones son estáticas y no permite determinar condiciones fluyentes del pozo
7	Fibra de Vidrio	Su aplicación se basa en el cambio de temperatura después de un cierre generalmente para pozos inyectores de agua. Actualmente esta metodología no se está usando para pozos productores, y aun mas para pozos con alto corte de agua	Distribución de fluidos por zona a condiciones monofásica	Aunque han habido recientes avances la estimación de distribución de fluidos se hace a partir de una cierre del pozo (estáticas) y su variación en el tiempo. Por tanto se requiere cerrar el pozo. De igual manera no se ha probado su precisión para determinar distribución de fluidos en condiciones multifasicas
8	Cámaras de Video	Provee información visual de las condiciones del pozo y de los fluidos presentes	Entrada de hidrocarburos, presencia de agua y arena Provee información de la integridad del pozo	La interpretación de presencia de hidrocarburos es visual y no provee estimaciones de producciones. Puede estar afectada por condiciones de visibilidad
9	Trazadores selectivos	Los trazadores inteligentes son sensibles al petróleo, al agua o al gas y están diseñados para permanecer inactivos hasta que el fluido objetivo los contacte (petróleo, agua o gas). Al contacto con el fluido objetivo, el polímero libera moléculas trazadoras, a una velocidad diseñada en el laboratorio e independiente de las condiciones de flujo.	Contribución de tasas y por cada tipo de fluido por cada zona con instalación	- Se requiere instalar previamente los polímeros sensibles a cada fase de fluido con la completacion inicial. - Altos costos de instalación y de la tecnología - Vida útil de polímero de hasta 10 años

5

A nivel de la industria existen publicaciones que datan de los 90s en donde se presentan casos utilizando las cámaras para determinar las zonas productoras en pozos de alto corte de agua (SPE-38295, SPE-29654, SPE-62522). Sin embargo, en la industria del Oil & Gas el uso de las cámaras de video se ha limitado a aplicaciones de integridad del pozo, operaciones de perforación (ventanas en revestimientos) o pescas.

10

Los primeros intentos de utilizar la tecnología de la cámara de video en un pozo ocurrieron en la década de 1940 a pedido de un fabricante de bombas ubicado en el Valle de San Joaquín (USA). Los intentos tempranos capturaban las imágenes en blanco y negro en diapositivas estereoscópicas que se utilizaron con un visor para crear un aspecto tridimensional. En los 1960 se introdujo el cable coaxial capaz de manejo de la transmisión de señales de alta frecuencia requerida para video en movimiento. A principios de la década de 1990, un Electro-Opto el cable de registro se desarrolló utilizando tecnología de fibra óptica.

15

5 Con respecto al procesamiento de imágenes para estimar fracciones de fluidos y velocidades de las burbujas ha sido recientemente estudiado. Sin embargo, no se encontraron aplicaciones a nivel de campo ni la combinación de ambas tecnologías para la estimación cualitativa de caudales de petróleo. De la literatura encontrada se reportan estudios y mediciones a nivel de laboratorio para el procesamiento de imágenes,
10 reconocimiento de patrones y estimación de las velocidades de partículas en condiciones de flujo bifásico. Las técnicas propuestas para los algoritmos planteados se presentan a continuación:

Técnicas de Pre-procesamiento de Imágenes

- 15 - Técnicas de filtrado de imágenes para reducción de ruido. De una imagen digital obtenida, es difícil extraer los bordes de la burbuja directamente, por lo tanto, algunos los procedimientos de pre procesamiento deben realizarse para mejorar la calidad de la imagen para el éxito de los otros procesos. En esta etapa se cree un nuevo fondo a partir de imágenes de burbujas grabadas después de eliminar el ruido. El proceso de
20 reducción de ruido se realiza seleccionando las técnicas de filtrado, como mínimo, máximo, promedio y
- filtrado medio o filtro de suavizado gaussiano, convolución y correlación, filtros predefinidos y personalizados, filtrado no lineal, entre otros.
- Ajuste de contraste/Deblurring/Procesamiento basado en ROI (región de interés)

25

Técnicas de Procesamiento de imágenes

- Detección de bordes y mejoramiento del umbral para el mejoramiento de imágenes. Se han desarrollado muchas técnicas de detección de bordes, sin embargo, algunos detectores de bordes pueden funcionar bien en una aplicación y funcionar mal en otras.
30 Este se debe a la naturaleza complicada la composición de imágenes de burbujas, los diferentes reflejos de luz en iluminación, el nivel de gris, la variación de densidad, el tamaño, la forma de la burbuja cambian de forma irregular. La matriz de ocurrencia de nivel de grises (GLCM) y la matriz de ocurrencia del gradiente de los niveles de grises (GLGCM), se han usado para analizar imágenes de flujo de gas / líquido.
- 35 - Extracción de burbujas: Este proceso es realizado restando la operación entre la imagen de fondo y la detección de bordes en imágenes binarias
- Medición de las burbujas: los tamaños promedio de burbuja (diámetro, longitud) se pueden obtener midiendo el tamaño de burbuja directamente de las Imágenes grabadas. Estos parámetros se miden originalmente por píxeles de pantalla y luego se
40 convierten a unidades longitud.

Técnicas para la Estimación de la Velocidad de las Partículas

- 45 - Particle Image Velocimetry (PIV). PIV es un procedimiento de medición de velocidad desarrollado originalmente en el campo de la mecánica de fluidos experimental, y el principio es recopilar datos de desplazamiento de secuencias de imágenes digitales.
- PIV ofrece muchas ventajas para El estudio del flujo de fluidos. PIV es una técnica de medición que nos permite capturar la velocidad de flujo de campos de flujo completos

5 en un Fracción de segundo. Por lo tanto, PIV se ha vuelto cada vez más popular y se
 ha extendido rápidamente en el mundo siendo reconocido como la velocimetría de flujo
 más avanzada debido a sus fuertes méritos. Sus rangos de aplicación se han expandido
 para medir flujo turbulento, flujo multifásico, flujo interno de máquinas de fluidos,
 bioingeniería, ingeniería médica, ingeniería ambiental, ingeniería energética, desarrollo
 10 de nuevos materiales, ciencias del deporte, ciencias de la vida, mecatrónica, robótica,
 etc. Además, PIV ha sido reconocido como una nueva y poderosa herramienta de
 medición en campos de ingeniería térmica y de fluidos que incluye flujos multifásicos.

De la técnica a continuación se presentan dos aplicaciones realizadas a nivel de laboratorio:
 15

Procesamiento de Imágenes para el reconocimiento automático de burbujas y cálculos de Volúmenes

La figura 1. Muestra la secuencia de procesamiento de imágenes correspondiente donde:
 20 (a) Imagen original
 (b) Imagen de referencia (suavizada)
 (c) Regiones candidatas con burbujas
 (d – h) proceso de aplicación de filtros e identificación de bordes
 (i) resultado final (verde: burbujas definitivas; azul: residual áreas). Las imágenes a y b se
 25 han ajustado en términos de brillo y contraste para fines de visualización.

Ejemplo de las gotas de aceite detectadas por la metodología propuesta. El contorno en
 un color claro y una línea continua es el contorno de la gota producido manualmente. El
 contorno en la línea discontinua en rojo es el contorno de la gota producido
 30 automáticamente.

Técnicas para la Estimación de la Velocidad de las Partículas

El desafío más importante para realizar con precisión una medición de PIV en dos fases es
 ser capaz de discriminar adecuadamente entre el movimiento de la fase dispersa (partículas
 35 de sedimento para la aplicación actual) y fase portadora (partículas trazadoras). Aunque
 existen muchos métodos, comúnmente pueden clasificarse como la separación de la
 información ópticamente a partir de detalles de las características de la imagen o en la
 correlación plana. De estos métodos, a veces se favorece el uso de las características de
 la imagen debido a su flexibilidad en partículas trazadoras adecuadas y requisitos de
 40 iluminación. Otro algoritmo desarrollado permite separar de manera confiable las fases en
 función del tamaño de un objeto y brillo.

De acuerdo con las coordenadas del centro de masa extraída, las trayectorias de las
 burbujas se pueden seguir con mayor precisión, como es se muestra en la Figura 3. Las
 45 características del movimiento de la burbuja se pueden grabar intuitivamente.

La Figura 4 corresponde a:

- a) Tamaño en las coordenadas X-Y de las burbujas detectadas
- b) Trayectorias del centro de las burbujas

- 5 c) Diagrama con el seguimiento del diámetro de las burbujas detectadas
- d) Calculo de la velocidad discretas de cada una de las burbujas

La tecnología propuesta en la presente solicitud de patente consiste en el procesamiento de imágenes adquiridas con cámaras de video de fondo. La utilización de esta tecnología no es nueva, sin embargo, su aplicación para efectos de identificación de fluidos ha sido hasta la fecha solo de manera cualitativa (confirmación visual) con solo el uso de la cámara de fondo y aquí se plantea un desarrollo cuantitativo con ambas, cámara de fondo y lateral.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LOS FIGURAS

15 **Figura 1.** Secuencia de procesamiento de imágenes e identificación de burbujas. Ref. C. Paz, M. Conde, J. Porteiro and M. Concheiro, 2017

Figura 2. Reconocimiento automático de burbujas de hidrocarburos en medio multifásico y mediante procesamiento de gradientes de patrones. Ref. (Alfonso ROJAS DOMINGUEZ and Gabriel CORKIDI, 2011).

Figura 3. (a) Procesamiento de imagenes para el reconocimiento de burbujas. Ref. (T. Xue, X. W. Liua, Y. X. Jina, B. Wub, 2011)

25 **Figura 3 (b)** Desplazamiento y trayectoria de cada una de las burbujas identificadas en la figura 3 (a). Ref. (T. Xue, X. W. Liua, Y. X. Jina, B. Wub, 2011).

Figura 4. (a). Tamaño y desplazamiento de las burbujas identificadas (plano X y Y). Ref. C. Paz, M. Conde, J. Porteiro and M. Concheiro, 2017).

30 **Figura 4. (b).** Trayectoria de las burbujas identificadas (palno X y Y). Ref. C. Paz, M. Conde, J. Porteiro and M. Concheiro, 2017).

Figura 4. (c). Variación del diámetro de las burbujas identificadas en el tiempo. Ref. C. Paz, M. Conde, J. Porteiro and M. Concheiro, 2017).

Figura 4. (d). Variación de la velocidad de las burbujas en el tiempo. Ref. C. Paz, M. Conde, J. Porteiro and M. Concheiro, 2017).

40 **Figura 5.** Diagrama esquemático con la configuración y posición de las cámaras de video.

Figura 6. Diagrama esquemático transversal de las burbujas de petróleo en medio acuoso.

Figura 7. Diagrama esquemático del desplazamiento de una burbuja en el tiempo

45

Figura 8. Diagrama de Flujo Propuesto para el reconocimiento de Imágenes de las Burbujas de Petróleo.

5 **Figura 9.** Diagrama de Flujo Propuesto para el cálculo de la Velocidad de las Burbujas de Petróleo.

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INVENCIÓN

10 El sistema está compuesta por los siguientes módulos básicos: la cámara de video, el dispositivo de luz de fondo, el chasis eléctrico y el centralizador. En la presente solicitud adicionalmente se presenta las etapas del método para el reconocimiento de Imágenes de las Burbujas de Petróleo, mediante el uso de al menos una cámara de fondo y las etapas del método para el reconocimiento de Imágenes de las Burbujas de Petróleo, mediante el
15 uso de al menos una cámara lateral.

Esta invención es una herramienta para la evaluación precisa de los yacimientos, y proveer información confiable para el diseño y efectividad de los trabajos de aislamiento de zonas productoras de agua y monitoreo y control de los procesos de recobro por inyección de
20 agua.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCIÓN

La presente solicitud de patente consta de un sistema y un método de operación del mismo
25 sistema.

Descripción del sistema

El sistema está compuesta por los siguientes módulos básicos: la cámara de video, el
30 dispositivo de luz de fondo, el chasis eléctrico y el centralizador. La cámara de video de fondo de pozo utiliza fibra óptica de tecnología Electrónica-Óptica. Esta tecnología produce video en tiempo real de hasta 30 fotogramas por segundo con una temperatura de trabajo de 257 F a 350 F, dependiendo del diámetro de la sonda de adquisición que incluye la cámara. El dispositivo de luz de fondo está distribuido alrededor y arriba de la cámara. El dispositivo de luz de fondo está distribuido alrededor y arriba de la cámara en
35 el mismo módulo. Esto facilita indirectamente iluminación, así como crea una vista sin obstáculos del pozo. El chasis eléctrico es el modulo que provee la energía suficiente para generar la luz y capturar las imágenes. El centralizador es el modulo que se centraliza la sonda para obtener imágenes más representativas.

40 Las cámaras actuales pueden ser configuradas para adquirir imágenes tanto de vista de fondo del pozo como de forma lateral. Las resoluciones y frecuencia de muestreo varían de acuerdo al proveedor, pero en general se tiene:

Resolución/Muestreo

- 45 Muy alta - 0.2 imagen/segundo
 Alta - 0.7 imagen/segundo
 Mediana - 1.7 imagen/segundo
 Baja - 4.2 imagen/segundo

5

Este sistema para la estimación cuantitativa de la producción de petróleo en pozos con alto cometido de corte de agua mediante el uso de cámaras de video contiene al menos una cámara de fondo (2) y al menos una cámara lateral (1) y la ubicación al menos de una cámara lateral (1) está en la parte superior de al menos una cámara de fondo (2).

10

Procedimiento de interpretación

Para la estimación cuantitativa de la producción petróleo se propone la utilización de dos algoritmos, que combinados permitirán determinar la contribución de petróleo por cada zona registrada. Para ello se asume que las sondas están configuradas con dos cámaras ubicadas 1) fondo (Down view camera) y 2) lateral (side view camera). Ver Figura 5.

20 **Algoritmo No. 1 - Identificación del Petróleo y estimación de la Fracción del Petróleo**

A partir de la cámara de fondo, que toma imágenes sucesivas (video), posteriormente con cada imagen se determina el número de burbujas y el tamaño de burbujas a través del algoritmo propuesto que permitirá la identificación de las burbujas de petróleo y estimar el área relativa a la sección de la tubería que corresponde a la fracción de petróleo (*Hold Up* del Petróleo) (ver grafica siguiente). Para el cálculo del volumen por metro se asume que las burbujas de petróleo son esféricas y su volumen está relacionado al número de burbujas detectado. Esto podrá realizarse en medidas estacionarias arriba y debajo de cada intervalo a registrar. Figura 6.

30

Algoritmo No. 2 - Estimación del Movimiento y Velocidad de las Burbujas de petróleo – Velocidad de la fase de Petróleo

A partir de la cámara lateral que toma imágenes sucesivas (video), el algoritmo propuesto permitirá la identificación de las burbujas de petróleo y el seguimiento espacial en el tiempo para estimar la velocidad de las mismas. Se asume que no hay velocidades preferenciales de la fase de petróleo, es decir, la fase de petróleo se mueve a una velocidad única. La representación del movimiento de la burbuja de petróleo en el espacio y tiempo se presenta en la figura /.

40

La combinación de los dos algoritmos permitirá la estimación cuantitativa de la fase de petróleo. La ecuación propuesta es la siguiente:

$$Caudal = Volumen (algoritmo No.1) \times Velocidad de la burbuja (Algoritmo No.2)$$

45