

PROCESO DE INYECCIÓN DE AIRE Y AGUA ALTERNADA POR UN MISMO POZO INYECTOR EN YACIMIENTOS PROFUNDOS DE CRUDO EXTRA-PESADO CON GAS EN SOLUCIÓN

5 SECTOR TECNOLÓGICO

Esta invención está relacionada con técnicas, procesos y pruebas previas a la implementación y ejecución de métodos de recobro mejorado para recuperación de fluidos hidrocarburos de formaciones petrolíferas, específicamente para un proceso de combustión en sitio modo húmedo.

10

ESTADO DE LA TÉCNICA

La combustión en sitio en modo seco es el proceso en el cual se inyecta en el yacimiento de manera continua un gas oxidante (oxígeno, aire, aire enriquecido), el cual reacciona con una pequeña porción del crudo presente en la formación para generar presión y calor. La mayoría del aceite es desplazado hacia los pozos productores por la combinación de una reducción en la viscosidad de este y los empujes de gas, agua, vapor producto del proceso.

La combustión en sitio en modo húmedo contempla adicional a la inyección del gas oxidante, la inyección de agua en forma alternada con ese gas por el mismo pozo inyector. Es decir, ciclos alternados de inyección de aire e inyección de agua que habitualmente se estandarizan en ciclos de inyección de 6, 5 o 4 días de solo aire de forma continua, seguidos de 1,2 o 3 días de inyección de solo agua de forma continua.

5 La combustión húmeda se implementa en un yacimiento una vez con la combustión en modo seco se ha logrado desarrollar un frente de combustión vigoroso, sostenido y en régimen de alta temperatura, esto con el fin de garantizar que, al remplazar volúmenes del gas oxidante por agua, el frente de combustión no se vaya a extinguir o pasar a un régimen de baja temperatura que
10 no sería el deseado en el recobro de crudos extrapesados.

El agua debe ser inyectada en estado líquido y a una temperatura menor a la que se encuentra el yacimiento. Esta se Inyecta por el mismo pozo donde se está inyectando el gas oxidante. El agua inyectada fluirá en el yacimiento justo
15 873 K, por lo cual, a su primer contacto con el frente de combustión se evaporará para ser transportada más allá de éste en forma de vapor, aprovechando que el agua tiene una capacidad calorífica mayor que el aire, y, por lo tanto, una mayor eficiencia para transportar el calor (latente y sensible). Posteriormente, este vapor de agua seguirá fluyendo hacia los pozos productores entregando primero
20 el calor latente (cambio de vapor saturado a líquido saturado) y luego el calor sensible (líquido saturado a líquido a menor temperatura) ayudando en el desplazamiento del crudo caliente. Este fue el proceso adaptado por primera vez en el mundo en un yacimiento de las características descritas en el título de la patente.

25 Dependiendo de la relación de inyección agua/aire, el proceso de la combustión puede ser exitoso o tener un fin diferente a mejorar las condiciones del proceso en seco. Por ejemplo, si la relación agua/aire inyectado es baja, los efectos de entrega de calor mencionados previamente no serán los deseados y por ende la eficiencia del proceso no mejorará. Por el contrario, si la relación agua/aire es
30 muy alta, el agua inyectada genera que la temperatura del frente de combustión decrezca y se extinga parcial o totalmente. Lo anterior no es deseado en el

5 proceso y solo se debería usar en la fase de cierre o abandono del proyecto. Los
máximos beneficios del proceso de combustión húmeda se darán cuando se
identifique la relación óptima de agua inyectada por metro cúbico de aire
inyectado que maximice el recobro con el menor requerimiento de aire y esta
deberá ser encontrada inicialmente a partir de pruebas a escala de laboratorio y
10 luego ser optimizada a escala de campo.

Como se ha comentado previamente, no se cuenta con información o resultados
de un proceso de combustión húmeda a nivel mundial en un yacimiento de las
características descritas en el título de la patente (yacimiento profundo de crudo
extra pesado y con gas en solución), esta es la primera vez que este proceso ha
15 sido implementado exitosamente bajo estas condiciones de reservorio.

A continuación, se referencian varias patentes en el tema que han sido
desarrolladas de manera general para yacimientos de características diferentes
y por ende sin los retos de profundidad, calidad del crudo y gas en solución que
tiene el yacimiento presentado en esta patente.

20 **La patente # US3208519A** “Combined in situ combustion-water injection oil
recovery process” publicada por Moore en 1961, cuya invención se refiere
particularmente a un proceso de recuperación de petróleo en el que se inyectan
simultáneamente oxígeno y agua para desplazar el petróleo de la formación. El
oxígeno reacciona con una parte del petróleo para generar calor directamente
25 dentro de la formación. El agua se inyecta de manera simultánea verticalmente
por encima de donde se inyecta el oxígeno.

La patente # US3196945A “Method of forward in situ combustion with water
injection” publicada por Craig et al 1962, donde el proceso de la invención
propuesta es generalmente aplicable a cualquier yacimiento en el que se pueda
30 llevar a cabo un proceso de combustión directa. El proceso comprende primero

5 lograr la ignición en el yacimiento, después de lo cual se inyecta aire o gas que
contiene oxígeno equivalente en una cantidad suficiente para establecer una
zona o frente de combustión definido. Cuando se forma este frente, se generan
temperaturas del orden de 700 a 1644 K. Posteriormente, se inyecta agua u otro
fluido condensable en la formación, el cual entra en contacto con el frente, por lo
10 que este último se enfría y los vapores resultantes son forzados por delante del
frente empujando el petróleo junto con ellos. Estos vapores calientes que
avanzan entran en contacto con la roca fría del yacimiento y se condensan,
calentando así esa porción del yacimiento. En consecuencia, después de este
paso de inyección, el aire u otro gas que contiene oxígeno se introduce en el
15 yacimiento para desarrollar otro frente de alta temperatura en las proximidades
de la roca del yacimiento recién calentada como resultado de la condensación
antes mencionada, luego se reanuda la inyección de agua y se detiene la
inyección de aire, estos ciclos se repiten hasta que el frente de combustión
alcanza el pozo o pozos productores. Entre el pozo o pozos inyectores y el frente
20 de combustión queda un residuo carbonoso apreciable, particularmente en el
caso de los yacimientos de arena bituminosa y aceite viscoso. El aceite que
realmente avanza a través del yacimiento por el proceso de la presente invención
es al menos equivalente al obtenido por la combustión directa. El hecho
importante es que dicho aceite se mueve a través del yacimiento utilizando
25 mucho menos aire del que se requería anteriormente.

La patente # US3150715A "OIL RECOVERY BY IN SITU COMBUSTION WITH
WATER INJECTION" publicada por Dietz en 1964, Cuya invención es un proceso
que consiste en calentar la formación alrededor del pozo inyector y propagar esta
30 zona calentada como un frente de combustión mediante la inyección de un gas
de propagación que contiene oxígeno hacia un pozo productor adyacente. Se

5 inyecta agua a través de dicho pozo inyector, la cual se vaporiza, pasa por el
frente de combustión y se condensa en un frente de condensación delante o
aguas abajo de dicho frente de combustión. Las inyecciones de gas y agua se
continúan hasta que el frente de condensación haya alcanzado el primero de los
10 pozos de producción, pero antes de que la zona de combustión haya llegado a
dicho pozo, el cual se cierra preferentemente y se convierte a nuevo inyector de
aire y agua.

La patente # US3171479A “Method of forward in situ combustion utilizing air-
water injection mixtures” publicada por Parrish & Craig en 1965, cuya invención
se basa en el descubrimiento de que los requerimientos de aire para la
15 combustión pueden ser materialmente reducidos mediante la inyección de
mezclas de aire a presiones de yacimiento suficientemente alta para mantener
el punto de ebullición del agua en dicho yacimiento a una temperatura por encima
del punto de ignición del combustible en el mismo. Este proceso es aplicable a
cualquier yacimiento que sea adecuado para la combustión directa y es
20 particularmente aplicable a yacimientos de los cuales el aceite puede ser, o ha
sido, removido por métodos ordinarios de inundación con agua.

La patente # US3727686A “Oil recovery by overlying combustion and hot water
drives” publicada por Prates et al en 1973, quienes proponen un proceso para
recuperar petróleo de un yacimiento que contiene un petróleo viscoso o bitumen
25 y tiene una permeabilidad efectiva al agua que aumenta con el aumento de la
profundidad. Un líquido caliente de densidad relativamente alta, como agua o
salmuera, fluye entre un pozo inyector y un productor dentro de la parte inferior
del yacimiento. Al mismo tiempo, y/o posteriormente, desde el mismo pozo
inyector, se avanza un frente de combustión dentro de la parte superior del
30 yacimiento. Las tasas de flujo y calentamiento de los fluidos están
correlacionadas de modo que los gases de apoyo a la combustión y los

5 producidos por la combustión tienden a fluir a través de la parte superior del yacimiento, mientras que el petróleo que calientan se drena hacia la parte inferior, de modo que el aceite en la parte inferior del yacimiento sea arrastrado por el líquido caliente de densidad relativamente alta que fluye por esta zona. El fluido de apoyo a la combustión que se inyecta para hacer avanzar el frente de
10 combustión puede contener ventajosamente líquido acuoso en proporción suficiente para proporcionar un proceso de combustión "húmedo".

La patente # US4493369A "Method of improved oil recovery by simultaneous injection of water with an in-situ combustion process" publicada por Odeh & Dotson en 1985, la cual se refiere a un método mejorado para recuperar petróleo,
15 especialmente petróleo viscoso o pesado, de un yacimiento permeable que contiene petróleo pesado en el que se establece una combustión in situ en la parte inferior del yacimiento, se inyecta agua en la porción superior de la formación a tasas controladas a través del mismo pozo, y el petróleo se recupera en un pozo de producción, en el cual se ubican los perforados en la parte inferior
20 del yacimiento. El agua inyectada por encima del frente de combustión in situ, con mayor densidad, tiende a segregarse hacia el fondo del yacimiento debido a las fuerzas gravitatorias, mientras que los productos de combustión de baja densidad tienden a segregarse hacia la parte superior. Además del contacto y el intercambio de calor muy efectivos entre el agua y los productos gaseosos de la
25 combustión, el agua tiende a llenar los canales barridos por gas, impidiendo así el flujo de gases y desviándolos hacia caminos no barridos anteriormente, lo que da como resultado una mayor eficiencia de barrido vertical. El agua que pasa a través de la formación calentada por combustión secuestra el calor y se convierte en empuje de agua caliente que desplaza el petróleo de las regiones inferiores,
30 no sujetas a la combustión, lo que mejora aún más la eficiencia de recuperación por Julio (BTU) de calor inyectado. Este tipo de flujo cruzado vertical de fluidos

5 dentro de un yacimiento permite que el yacimiento se caliente de manera más eficiente sobre la extensión del área del yacimiento, mejorando así en gran medida la recuperación de petróleo.

La patente # 4691773 “INSITU WET COMBUSTION PROCESS FOR RECOVERY OF HEAVY OILS” publicada por George D. Ward & Charles E. Ward
10 en 1985, donde proponen un proceso de combustión in situ húmeda para la recuperación de petróleos pesados de formaciones petroleras subterráneas, como arenas bituminosas, en las que se introducen fluidos que no contienen oxígeno, como agua, junto con aire de forma cíclica para producir altas tasas periódicas de volumen de fluido inyectado, lo suficientemente grandes como
15 para aumentar la capacidad total de transporte de calor sensible del aire y el fluido vaporizado, como el vapor, que ingresa al frente de combustión sustancialmente por encima de la capacidad de calor sensible de la formación rocosa que ingresa al frente de combustión, para aumentar sustancialmente las temperaturas de una zona caliente aguas abajo del frente de combustión, sin
20 apagar la combustión.

La patente # US2014190689 AA “USE OF FOAM WITH IN SITU COMBUSTION PROCESS” publicada por WICKRAMATHILAKA et al en 2014, donde se presenta un método novedoso para mantener una relación agua-gas constante y/o adecuada para el proceso de combustión in situ húmeda para la recuperación
25 de petróleo. En particular, el método comprende mezclar agua con un agente espumante, o algún otro coloide capaz de generar espuma, además del gas. La espuma transporta el agua a través del yacimiento caliente de manera más eficiente y evita la separación del gas. Como tal, se puede expeler más calor, por lo que se genera una mayor cantidad de vapor y se transfiere al aceite para
30 aumentar su recuperación.

5 **La patente # EA030080 B1** "OIL FIELD DEVELOPMENT METHOD" publicada por VLADIMIROVICH et al en 2017, donde se presenta un método de desarrollo de campos petroleros que comprende la inyección de una mezcla que contiene oxígeno (aire enriquecido con oxígeno o una mezcla de agua y aire), el cual se implementaría en los yacimientos donde el nivel de temperatura de formación
10 inicial y la presencia de catalizadores en el yacimiento proporcionen la formación espontánea de una zona de combustión durante no más de 2 meses. En el proceso, el contenido de oxígeno disminuye y aumenta periódicamente dentro de un rango de 20 a 60 por ciento, y la relación agua-aire varía dentro de un rango de 0 a 0,006 m/nm. La extracción de petróleo de los pozos productores
15 cercanos se suspende periódicamente o se reducen sus volúmenes durante un período de 1 a 3 meses, y el volumen de inyección de la mezcla que contiene oxígeno se reduce en el pozo inyector en el que se inyectarán las composiciones de polímero o gel en la etapa final del período. En zonas con formaciones inclinadas que tienen un ángulo de inclinación superior a 10 grados, se inyecta
20 una mezcla que contiene oxígeno en el domo.

La patente # CA3060757 AA "SUSTAINABLE ENHANCED OIL RECOVERY OF HEAVY OIL METHOD AND SYSTEM" publicada por BERNARD en 2021, donde presenta un método para recuperar petróleo pesado de una formación que ha pasado por un proceso de recuperación previo. El método puede incluir la
25 utilización de un pozo de inyección y un pozo de combustión desplazado verticalmente. Se inyecta agua en la formación desde el primer pozo, y se introduce combustible y aire u oxígeno en el interior del segundo pozo para la combustión. El gas de combustión resultante se desplaza hacia la formación para ponerse en contacto con el agua y crear vapor. El gas de combustión y el vapor
30 re presurizan y calientan la formación para movilizar el petróleo existente hacia los pozos productores desplazados lateralmente. Los "wormholes" creados por

5 el proceso anterior son colapsados por el gas de combustión y/o el vapor para bloquear el conducto y aumentar la permeabilidad de la formación circundante.

En los antecedentes citados, se observa que desde hace 60 años se vienen patentando diferentes invenciones en las que se involucra inyección de aire y agua de manera simultánea. No obstante, no se evidencia en las mismas el desarrollo de pruebas de campo que permitan identificar y validar claramente el componente innovador. Las patentes tenían como objetivos principales evidenciar las ventajas del proceso al usar los dos fluidos de inyección en términos de favorecer el recobro. No se menciona explícitamente la implementación de procesos de combustión húmeda en crudos extrapesados profundos con gas en solución, ni tampoco su uso para comprimir menos aire en superficie y por ende menos generación y emisiones de gases efecto invernadero sin afectar negativamente los volúmenes de recobro.

Para solucionar todos los retos mencionados anteriormente, la presente invención propone un proceso para asegurar la implementación exitosa del proceso de combustión húmeda en yacimientos profundos de crudo extrapesado, mediante la realización de un riguroso e innovador trabajo de modelado experimental y análisis numérico para la implementación y evaluación en un campo de características únicas a nivel mundial. El objetivo principal es reemplazar volúmenes de aire por volúmenes de agua sin extinguir el frente de combustión, continuar en régimen de alta temperatura y aumentar la extracción de fluidos en un menor tiempo comparado con el proceso seco. Debido a que el yacimiento presenta un reto adicional, que es la presencia de alto contenido de gas en solución antes del inicio del proceso, es decir tiene ya gases que en el proceso de combustión (N_2 , CO_2) se aumentarían en volumen y concentración; es necesario diseñar y desarrollar metodologías de interpretación de la información para cuantificar el desempeño de la combustión húmeda vs. el modo

5 seco, teniendo presente esta condición(alto contenido de gas en solución) que habitualmente no es común en la explotación de crudos pesados

La presente invención es una opción integral y oportuna para optimizar el desempeño del proceso de inyección de aire, ya que provee soluciones que permiten optimizar el desempeño técnico y económico del proceso, disminuir la
10 generación y producción de gases efecto invernadero y obtener información valiosa para masificar la tecnología en otras áreas del yacimiento u otros campos similares.

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INVENCION

15 Según el estado de la técnica, en un proceso de recobro mejorado por inyección de aire en crudos pesados, el escenario ideal es que el frente de combustión se mantenga en un régimen de alta temperatura a lo largo del proceso de inyección, lo cual permitiría alcanzar las eficiencias térmicas deseadas del proceso, controladas por la cantidad de aire requerida para producir un barril de petróleo
20 incremental/air oil ratio (AOR). Entre menor sea el aire requerido mayor será la eficiencia, menor el volumen de generación y emisiones de gases efecto invernadero ,mayor el tiempo de vida (run Life) de los sistemas de levantamiento y por ende mayor la rentabilidad financiera de la tecnología. Sin embargo, este comportamiento deseado se presenta en pocos casos, ya que la mayoría de
25 estos procesos conllevan altas tasas de inyección de aire y producción de gases efecto invernadero en superficie y en subsuelo, lo que ocasiona en producción altas relaciones gas/ líquido (GLR) y conduce a que los sistemas de levantamiento tradicionales como bombeo mecánico o bombas electro sumergibles (ESP) no trabajen a su mayor tasa de extracción y fallen
30 constantemente hasta su reemplazo.

5 La presente invención diseña y valida un proceso de experimentación,
implementación y evaluación exitosa, del método de combustión húmeda para
yacimientos profundos extrapesados con un alto contenido de gas en
solución(1380-3310 cm³/Litro), mediante la medición en tiempo real de datos de
campo obtenidos del desarrollo de 10 ciclos de inyección alternada de aire y
10 agua, inyectándose entre 1-3 días de inyección de agua por 5-6 días de inyección
de aire por ciclo. Los principales beneficios de la presente solicitud de invención
se esbozan en:

- Desarrollar un trabajo de experimentación innovador y analogías con otros
proyectos para determinar a nivel de laboratorio si el método de combustión
15 húmeda es viable para las características del yacimiento dado y las
condiciones de operación de campo.
- Desarrollar una metodología para elaborar modelos analíticos y análisis
numéricos que permitan validar y escalar los resultados de laboratorio a
modelos de campo y ser cotejados contra la data real de campo que se vaya
20 obteniendo una vez el proceso sea implementado en físico.
- Diseñar e implementar un procedimiento para limpieza, acondicionamiento y
operación del pozo inyector antes y durante los ciclos de inyección de agua
y aire.
- Establecer un procedimiento de seguimiento y optimizaciones de las
25 variables operacionales de los sistemas de levantamiento artificial(Bombas
ESP) de los pozos productores para evaluar su desempeño durante el
proceso de combustión húmeda comparado con el proceso de combustión
seca.
- Integrar un sistema de información proveniente de la data de pozos
30 observadores, productores e inyector, que permitan determinar con éxito el

- 5 desempeño del proceso de combustión húmeda, mediante el monitoreo de presiones, temperaturas, cromatografías de gases, producción e inyección de fluidos y condiciones de levantamiento por pozo en tiempo real.
- Cuantificar la disminución de generación emisiones de gases efecto invernadero por remplazo del aire inyectado por agua y evidenciar su optimización en función de mayores días de remplazo.
- 10
- Estimar mejoras en la eficiencia térmica y energética del proceso
 - Emitir recomendaciones para expandir el proceso de combustión húmeda de manera continua en todo el yacimiento y en otros campos de características similares.

15

DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

Con el fin de complementar la descripción que se realizará a continuación y con el objetivo de ayudar a una mejor comprensión de las características de la presente invención, de acuerdo con un ejemplo preferente de realización práctica de la misma, se acompaña como parte integrante, un juego de figuras en donde, con carácter ilustrativo y no limitativo, se ha representado lo siguiente:

20

Figura 1. Presenta, vista esquemática de la ubicación del pozo inyector, pozos productores y observadores. En los cuales se desarrolla, monitorea y evalúa el proceso de combustión húmeda.

25 Figura 2. Presenta los perfiles de temperatura y velocidad de avance del frente de combustión en comparación para los dos modos (seco & húmedo) del proceso experimental llevado a cabo en el equipo de tubo de combustión.

5 Figura 3. Presenta la evaluación experimental realizada en el laboratorio para evaluar el comportamiento de la producción de H_2S en un proceso de combustión húmeda versus modo seco.

Figura 4. Presenta las pruebas de calidad que se requieren hacer para validar la calidad del agua a ser inyectada en el proceso.

10 Figura 5. Presenta un esquema de los equipos de facilidades requeridos para la implementación del proceso de combustión húmeda en campo.

Figura 6. Presenta los incrementos de temperatura observados debido a la implementación de la combustión húmeda.

15 Figura 7. Presenta el aceite incremental estimado mediante simulación numérica, sobre la línea base del proceso de combustión seca debido a la implementación de la combustión húmeda.

Figura 8. Presenta la mejora en la eficiencia del proceso estimada por simulación numérica, por disminución de la cantidad de aire requerido a inyectar para producir un barril incremental de aceite (AOR del inglés Air to Oil Ratio), debido a la implementación del proceso de combustión húmeda.

20

Figura 9. Presenta la reducción de energía requerida para producir un barril de petróleo incremental por el proceso de combustión húmeda.

Figura 10. Presenta los valores de la relación H/C calculados en un pozo productor representativo con data de campo a partir de los cuales se establece que el proceso implementado no desmejora la relación obtenida con el proceso de combustión en seco.

25

Figura 11. Presenta la disminución en la presión de fondo fluyendo de un pozo productor en respuesta a los aumentos de frecuencia realizados a los sistemas

- 5 de levantamiento para tener una mayor extracción de fluidos debido a una mayor cantidad de líquido con relación a la cantidad de gas producida por los pozos.

Figura 12. Presenta la información obtenida en campo que evidencia las restricciones en presión de inyección alternada de aire & agua durante los ciclos
10 de inyección

Figura 13. Presenta el modelado numérico de la presión de inyección en cara de formación (presión de inyección en cabeza + peso de la columna hidrostática) para cada ciclo de inyección del proceso de combustión húmeda.

Figura 14. Presenta la validación de la metodología planteada para ajustar,
15 cuantificar y predecir el comportamiento del H_2S al implementar el proceso de combustión húmeda.

DESCRIPCION DETALLADA DE LA INVENCION

El sistema propuesto en la presente invención comprende al menos un pozo
20 inyector de aire y agua, pozos productores y pozos observadores (Como se muestra en la figura 1) equipados con sistemas de fibra óptica, termocuplas, sensores de presión, cromatógrafos de gases y medidores de flujo que permiten cuantificar el desempeño del proceso de combustión húmeda.

El proceso de combustión húmeda desarrollado comprende las siguientes
25 etapas:

- **Etapas 1. Diseño y validación del proceso experimental de la combustión húmeda a escala de laboratorio y condiciones de yacimiento.**

Durante esta fase, mediante el uso de equipos experimentales especializados y desarrollados para inyectar aire y agua sobre roca y fluido del yacimiento de

- 5 estudio a diferentes condiciones de presión y temperatura, se determina el sostenimiento del frente de combustión en régimen de alta temperatura (HTO del inglés High Temperature Oxidation) una vez inicia la inyección de agua. Los pasos que se siguieron durante esta etapa fueron:
- 10 a. Diseño y ejecución de pruebas de tubo de combustión a condiciones de yacimiento (temperaturas entre 361 y 973 K y presiones entre 6895 y 24132 kPa) para determinar si una vez inicia la co-inyección de aire y agua el frente de combustión es capaz de continuar desarrollándose en régimen de alta temperatura (HTO) que se desplace uniformemente hacia un punto de drenaje (pozo productor). Para la determinación del régimen HTO, el
- 15 equipo cuenta con termocuplas ubicadas equidistantemente y analizador de gases en línea y en tiempo real. En este paso de la etapa descrita, se pudo evidenciar el sostenimiento del frente de combustión en temperaturas por encima de las observadas en el proceso de combustión seca y con una velocidad de avance del frente, mayor; lo cual favorece
- 20 claramente el proceso al recobrar una mayor cantidad de petróleo en un menor tiempo establecido. Lo anteriormente mencionado se puede observar en la figura 2.
- b. Tomar sistemáticamente durante la realización de la prueba de tubo muestras de líquidos y gas, las cuales serán analizadas en laboratorios
- 25 alternos de caracterización de crudos y cromatografía de gases para evaluar si sus propiedades fisicoquímicas cambiaron y en que magnitud en comparación con el proceso de combustión seca. Los resultados evaluados evidencian que el único parámetro que cambia sustancialmente es la producción de H_2S , como se muestra en la Figura
- 30 3.

5 - **Etapa 2. Diseño del proceso de implementación de la combustión húmeda mediante modelos analíticos y numéricos.**

10 Para esta etapa se hace uso de la información provista de las pruebas de laboratorio y se introduce en modelos analíticos y numéricos generados para ajustar y evaluar el proceso de la combustión seca y que permite predecir resultados que se tendrían con la combustión húmeda y así soportar la implementación en campo. Dentro de estas variables cuantificadas están:

15 a) Relación agua inyectada por metro cubico de aire inyectado por ciclo. Como se ha mencionado previamente, una baja relación en comparación con la ideal no traerá beneficios al proceso y una alta relación puede hacer que el frente de combustión pueda entrar en régimen LTO (del inglés Low Temperature Oxidation), se generen emulsiones y se empiece a descender la temperatura en pozos observadores considerablemente. Lo cual sería negativo para el proceso.

20

25 b) Tasa de inyección de agua por día deseada (barriles por minuto) para no exceder presión de fractura en cara de formación. Para ello se debe incorporar fenómenos de histéresis capilar en las curvas de permeabilidades relativas dentro de la metodología, de la cual no se tiene referencia bibliográfica en procesos de combustión in situ para este tipo de yacimientos y significa un reto para el modelado numérico y analítico de esta implementación en campo.

30 c) Producción de H_2S debido a la generación e incremento de reacciones de acuatermólisis e hidrólisis por la inyección de agua. Para ello se debe incorporar dentro del modelo cinético tradicional dos reacciones

- 5 adicionales que permitan cuantificar y ajustar esta producción de H_2S en el modo de combustión seco, cuantificar de igual manera energías de activación y factores de frecuencia para estas reacciones. Su estequiometría puede ser estimadas de pruebas experimentales realizadas para el yacimiento en estudio, mediante análisis elemental
- 10 de carbono, hidrógeno, nitrógeno, oxígeno y azufre (CHNOS) y representan también un reto en el modelado numérico de este tipo de variables.
- d) Estimar como disminuirá la relación gas producido/líquido producido (GLR del inglés Gas to Liquid Ratio) por pozo debido al remplazo de
- 15 volúmenes de aire por volúmenes de agua y en función de ello estimar hasta que valores se puede aumentar la capacidad de extracción por cada pozo sin sobrepasar el GLR máximo de operación de los sistemas de levantamiento artificial (ESP del inglés Electric Submersible Pump).
- e) Cuantificar volúmenes de aceite incrementales a recuperar por la implementación del proceso húmedo en comparación con la línea
- 20 base que sería el modo seco.
- f) Estimar cambios en la velocidad de avance del frente de combustión y valores de temperatura a registrarse en los pozos observadores por
- 25 la implementación del proceso en el modo húmedo.
- g) Cuantificar si la relación aire inyectado/combustible generado permanecerá constante entre los dos modos de inyección (seco & húmedo) reproduciendo lo observado en las pruebas experimentales y asegurando la representatividad de un único modelo cinético para el
- 30 ajuste histórico del proceso en ambos modos de combustión.

- **Etapas 3. Implementación del proceso de combustión húmeda en campo**

Una vez a escala de laboratorio y modelado analítico y numérico se ha verificado y validado que el yacimiento es apto para responder favorablemente a un proceso de combustión húmeda y se ha determinado el número de ciclos a realizar, la relación agua/aire a usar por ciclo y la presión máxima de inyección en cabeza en función de la presión de fractura, la siguiente etapa consiste en la implementación del proceso en campo. Los pasos que se siguieron durante esta etapa fueron:

1. Calidad, captación y transporte del agua de inyección:

- 15 ○ Definir las posibles fuentes de agua de inyección; para el caso puntual se definió tomar el agua proveniente de yacimiento después de haber sido separada, tratada y almacenada en estaciones de recolección cercanas.
- 20 ○ Realizar pruebas fisicoquímicas al agua de inyección para almacenarla e inyectarla en las mejores condiciones de limpieza, bajo las siguientes especificaciones (Figura 4):
 - a) Validar contenido de hierro por debajo de 1.5 mg/L.
 - b) Contenido de sólidos suspendidos totales por debajo de 30 mg/L.
 - 25 c) Turbidez menor a 30 NTU.
 - d) Contenido de grasas y aceite menor a 5ppm.
- Identificar facilidades requeridas para transporte y almacenamiento in situ a requerirse. Para el caso puntual el transporte de la estación

- 5 de recolección al área de inyección se llevará a cabo por camiones cisterna y se almacenará en frac tanks, como se muestra en la figura 5.
2. Adecuación de facilidades de inyección, sistemas de filtrado y unidad de bombeo (Figura 5).
- 10 3. Preparación y adecuación del pozo inyector. Se estableció un procedimiento para preparar el pozo y bombear los fluidos requeridos para realizar la inyección alternada en el pozo inyector. El procedimiento establecido fue el siguiente:
- 15 ○ Suspensión de la inyección de aire mediante la reducción gradual de la tasa de inyección de aire hasta llegar a apagado de trenes de compresión.
 - Inicio de la inyección de agua a tasas de inyección entre 0.159 m³ por minuto (MPM) a 0.477 MPM en función de no superar la presión de inyección en cabeza máxima establecida. Inyectar el tiempo requerido para alcanzar el volumen acumulado por ciclo establecido en la etapa anterior y parar inyección de agua.
 - 20 ○ Retomar la inyección de aire, con volúmenes pequeños (menos del 10% del volumen antes finalizar el ciclo previo de inyección de aire) e incrementos moderados en función del aumento de la presión de inyección hasta llegar a la tasa de inyección original antes de iniciar el proceso de inyección de agua.
 - 25 ○ Repetir el proceso por el número de ciclos establecidos.
4. Adecuación de los sistemas de levantamiento de los pozos productores. Este se debe hacer previo a la inyección alternada de aire/agua y

- 5 preferiblemente al inicio de la inyección de aire en el modo de combustión seco. Se deben seguir las siguientes recomendaciones:
- Instalar configuraciones mecánicas en fondo de pozo productor que contribuyan a la separación de gas libre, previo a la entrada del fluido a la Bomba Electro Sumergible (BES).
- 10 ○ Acondicionar los sistemas anulares entre el pozo y el revestimiento para producir el gas por este medio y los líquidos por la tubería de producción.
- Trabajar con los modos de operación disponibles del variador de frecuencia del sistema de levantamiento que mejor apliquen según la condición del flujo, como son: Control corriente, control presión a la entrada de la bomba o control frecuencia.
- 15 ○ Chocar las válvulas de cierre dependiendo de la alta o baja relación de producción gas/líquido que se presente en el pozo, a medida que se implementen los ciclos de inyección.
- 20 ○ Consultar la caracterización fisicoquímica de los fluidos que se realizan diariamente en el laboratorio para incorporar esta información, junto con las pruebas de producción, en la toma de decisiones para identificar las causas de las anomalías en el levantamiento de la bomba: alta viscosidad, emulsiones, alta producción de gas, baja tasa de líquido, entre otras.
- 25 ○ Revisar dosificación de reductores de viscosidad comerciales usados en fondo y superficie para mejorar la movilidad del crudo producido en función de un mayor relación de líquido/gas debido al proceso húmedo. Esto contribuye a un comportamiento de la

5 bomba más eficiente con menos restricciones, favoreciendo al incremento de la tasa de producción y velocidad del flujo al tener menores presiones de descarga. Adicionalmente, la química facilita la separación del gas y reduce restricciones en cabeza de pozo y líneas de flujo que afectan a los equipos de fondo y superficie.

10 Asegurando el flujo, se logra trabajar el equipo BES con menores temperaturas en el motor y en la bomba, siendo estos aspectos claves para extender su vida útil.

15 - **Etapas 4: Desarrollo de la estrategia de monitoreo del proceso de combustión húmeda implementado en campo.**

Iniciada la implementación en campo a la par se debe iniciar con el proceso de monitoreo y seguimiento de todas las variables de pozo y superficie involucradas en el proceso, para ello se diseñó el siguiente esquema de adquisición y acondicionamiento de equipos, herramientas y software en los pozos de inyección, observadores, productores y facilidades de superficie.

20

Tabla 1. Esquema de monitoreo: Pozo Inyector

POZO INYECTOR (MEDICIÓN DIARIA EN LÍNEA Y TIEMPO REAL)		
PARÁMETRO	MÉTODO	OBJETIVO
Temperatura	Fibra óptica y dos termocuplas a lo largo del pozo	Asegurar temperaturas bajas en la cara del pozo para evitar riesgos de explosión o back Fire y/o extinción del frente de combustión.
Presión de inyección	Manómetros en cabeza de pozo,	Asegurar que la presión de inyección está por debajo de la presión de

	(tubería de inyección/anular) compresor	fractura. Asegurar integridad de la tubería. Asegurar eficiencia operativa de los compresores.
Tasa de inyección de aire/agua	Medidor de flujo a la salida de compresor y la bomba de inyección de agua	Controlar aumentos y disminución en la tasa de inyección y cambio secuencial de aire a agua y viceversa. Para monitorear afectación en la cara del pozo por pérdida o mejora de inyectividad. Asegurar los volúmenes requeridos para honrar la relación agua-aire de diseño
Calidad del agua inyectada	Análisis fisicoquímicos en sitio	Inyectar agua bajo especificaciones, monitoreando contenido de hierro, turbidez, sólidos suspendidos y contenido de grasas y aceites

5

Tabla 2. Esquema de monitoreo: Pozos productores.

POZO PRODUCTOR (MEDICIÓN DIARIA EN LÍNEA Y TIEMPO REAL)		
PARÁMETRO	MÉTODO	OBJETIVO
Temperaturas	Fibra óptica Sensor de Temperatura	Asegurar la no presencia de alta temperatura (< 220 °F) en la cara del pozo para evitar riesgos de explosión y el arribo de fluidos calientes para el seguimiento del frente de combustión.
Presiones en fondo y cabeza de pozo	Sensores en la bomba y a lo largo del pozo	Registrar dato de presión de entrada a la bomba para optimización del proceso de extracción y obtener data de ingreso diaria y sistemática por pozo al modelo de

		simulación, mediante la estimación de la presión de fondo fluyendo.
Inyección química	Mínimo de 4 Capilares	Inhibir la corrosión, secuestrar H ₂ S, paquetes deshidratadores y rompedores de emulsión en pozos productores, propagar la separación efectiva de fases gas y fluidos.
Operacional del funcionamiento de los sistemas de levantamiento Artificial	Sensores de temperatura, presión, amperaje, etc.	Preservar el óptimo funcionamiento de las bombas para la optimización del proceso y evidenciar mejoras por la mayor presencia de líquidos ingresando a los sistemas de levantamiento, debido a la co-inyección aire/agua.

5

Tabla 3. Esquema de monitoreo: Pozos observadores.

POZO OBSERVADOR (MEDICIÓN DIARIA EN LÍNEA Y TIEMPO REAL)		
PARÁMETRO	MÉTODO	OBJETIVO
Temperatura	Fibra óptica y termocuplas a lo largo del pozo	Monitorear el avance del frente de combustión hacia los pozos productores y evidenciar una posible extinción o mayor velocidad de avance del frente
Perfil sísmico	Registros Vertical seismic profile(VSP)	Conocer la geometría y patrones de avance del frente de combustión mediante la adquisición de registros periódicos comparados contra una línea base.
Presiones en cabeza de pozo	Manómetros en Tubería/Anular e Instrumentación	Monitorear integridad del revestimiento/cemento de pozos

		observadores ante la presencia de altas temperaturas
--	--	--

Tabla 4. Esquema de monitoreo: Facilidades de superficie.

FACILIDADES DE SUPERFICIE		
PARÁMETRO	MÉTODO	OBJETIVO
Cromatografía de gases	Cromatógrafo en línea y laboratorio de campo	Identificar arribo de gases de combustión y sus composiciones para determinar régimen de temperatura y tratamiento de manejo y remoción de H ₂ S antes de emitir los gases a la atmósfera.
Volumen de producción de fluidos (líquido- gas)	Medidores de flujo en separador general y de prueba, Equipo ministerial REMS	Medición volumétrica de fluidos e incrementales de aceite producido debido al proceso de combustión y cuantificación de disminución de producción de gases invernadero
Análisis fisicoquímico de agua y crudo	Laboratorio en campo	Determinar cambios fisicoquímicos en los fluidos producidos para evaluar el desempeño del proceso (más de 20 variables)
Índice de corrosión	Cupones de corrosión	Establecer líneas de tendencia de corrosión en pozos y superficie para diseño de tratamientos óptimos y aseguramiento de preservación de los equipos y la integridad.

5 - **Etapa 5: Metodologías y modelos contruidos para la evaluación del desempeño del proceso de combustión Húmeda.**

Etapa final del proceso y esencial para la validación en campo y éxito de la invención implementada. Los pasos son los siguientes:

- 10 a. Evidenciar incrementos en la temperatura censada por la fibra óptica y termocuplas de los pozos observadores, en comparación con la línea base de la combustión seca, observándose un incremento de 272 K (figura 6) en la primera fase (6 ciclos) y 266 K en la segunda fase (4 ciclos).
- 15 b. Cuantificar producción incremental de aceite debido a la implementación del proceso. Cotejándose con los modelos de simulación numérica ajustados para predecir la línea base de combustión seca. Observándose un incremento de 22%, como se observa en la figura 7.
- 20 c. Mejoramiento de la eficiencia del proceso, en relación con el aire requerido para incrementar un barril de aceite (AOR). Observándose mejoras de un 20 % sobre la combustión seca como se observa en la figura 8.
- 25 d. Desarrollo de modelo de requerimiento de energía eléctrica (Julios) para cuantificar el ahorro por barril incremental producido. Observándose disminuciones de hasta un 50%, como se observa en la figura 9.
- 25 e. Mantenimiento de un frente de combustión en régimen de alta temperatura (HTO). Para validar esta variable, se usa la composición de los siguientes gases de combustión producidos en los pozos productores (CO_2 , CO) y con base en ello acondicionar una metodología existente para determinar la relación de átomos de hidrógeno / átomos de carbonos (H/C) producidos, como se muestra en la siguiente Ecuación:

$$n = \left(1 - \frac{GNPC}{100}\right) \frac{106}{CO_2 + CO} + \frac{2CO - 5.06(CO_2 + CO + O_2)}{CO_2 + CO}$$

Donde:

GNPC = Gases que no participan en la combustión. Estos gases se presentan siempre delante del frente de combustión. Algunos hacen parte del aceite original, otros se generan debido al proceso de inyección de aire, pero no directamente de la reacción de combustión, como el H₂S y otros provienen de otras capas abiertas a producción.

Una relación aparente H/C alta, indica que una cantidad significativa de oxígeno fue consumida por reacciones de oxidación de baja temperatura. Relaciones H/C menores que 3-2,5 indican que las temperaturas de oxidación están en el rango normalmente asociado con las obtenidas en la combustión seca y valida que el hecho de haber remplazado volúmenes de aire por volúmenes de agua no impacto negativamente esta relación. Como se muestra en la figura 10.

f. Evaluación del funcionamiento de los sistemas de levantamiento artificial ESP en busca de tres objetivos:

- Poder tener una mayor tasa de extracción de líquidos sin inundar la bomba con fluidos gaseosos; esto se refleja en disminución de la presión de entrada a la bomba en respuesta a aumentos de la frecuencia de esta, como se observa en la figura 11 donde se obtuvo una reducción de la variable en mención en 19% sobre la obtenida en combustión seca.

- 5 ○ Permitir una mayor refrigeración de la bomba, al trabajar menos forzada y con mayor cantidad de líquidos ingresando en ella como un fluido refrigerante, que se evidencia en mayor extracción de fluidos sin incrementar la temperatura de motor de la bomba.
- 10 ○ Aumentar tiempo de la vida de las bombas, evitando producción diferida por pérdida del levantamiento y cierre posterior del pozo. Durante las dos fases de combustión húmeda y meses posteriores, todos los pozos se mantuvieron operativos; una vez los efectos del proceso desaparecieron, varias bombas electro sumergibles volvieron a su estado de falla.
- 15 g. Desarrollo de metodología numérica para cuantificar con base en las presiones de inyección en cabeza de pozo (Figura 12), las presiones de inyección de agua y aire registradas en cara de formación (Figura 13) y así garantizar la integridad de la roca y el reservorio y evitar taponamientos del pozo inyector debidos al proceso de combustión
- 20 húmeda y al fenómeno de histéresis en las permeabilidades relativas que este involucra en el yacimiento.
- h. Validación de metodología desarrollada para incorporar reacciones de acuatermólisis e hidrólisis dentro del modelo cinético usado para modelar numéricamente el proceso, que permita ajustar y predecir el aumento del contenido de H_2S en la corriente de gas una vez se implemente la combustión en modo húmedo y como se podría optimizar cómo se evidencia en la figura 14.