

5

EQUIPO NEBULIZADOR PARA LA GENERACIÓN DE VAPOR EN SUBSUELO POR MEDIO DE INYECCIÓN DE NEBLINA PARA RECOBRO DE CRUDO

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS FIGURAS

10

Figura 1. Equipo de nebulización. Esta muestra el diseño del nebulizador, que se usa para generar la neblina. Este equipo es una pieza sólida que se subdivide en 3 partes: sección de tobera de gas, sección de toberas de líquido y sección de nebulización.

15

Figura 2. Sección de toberas de gas. Esta es la sección de aceleración del gas de inyección a velocidades sónicas. Esta es una pieza sólida que reduce su diámetro desde la entrada a la salida de la tobera. También se observa una reducción general del diámetro que pueden ocupar las toberas de entrada y salida (3 y 4).

20

Figura 3. Sección de toberas de líquido y nebulización. En esta sección específica se unen dos procesos fundamentales: aceleración de la gota de agua que entra por la tobera de líquido (9) y arrastre de la gota por la corriente acelerada de gas que viene de la sección de tobera de gas (13).

25

Figura 4. Tobera de líquido. Consta de una parte superior y otra inferior, diferenciadas por el diámetro de entrada y salida. Esta puede estar orientada en ángulos con respecto a la dirección de la corriente de flujo. Su tamaño está asociado a la diferencia entre el tubo de la sección de nebulización y el diámetro máximo del nebulizador.

30

Figura 5. Ángulo de inclinación de las toberas de líquido. La formación de la neblina se debe al arrastre de las gotas de líquido por la corriente acelerada de gas. Las toberas de líquido están perforadas/acopladas con un ángulo de incidencia θ con respecto a la dirección de la corriente de flujo de gas.

35

Figura 6. Corte transversal de conexión entre toberas de líquido y tubos de nebulización. Dentro de la sección de toberas de líquido y nebulización, es posible encontrar más de un tubo de nebulización. Cada uno de ellos está conectado a una o más toberas de líquido, siendo el tubo central el que más toberas conectará.

40

Figura 7. Toberas de líquido con distribución uniforme. Las toberas de líquido son perforadas/acopladas en el equipo con diferentes patrones. Un uso común está asociado a la distribución uniforme, donde las toberas están equidistantes y organizados en línea.

45

Figura 8. Toberas de líquido con distribución en zig zag. Esta distribución permite una mayor cantidad de toberas centrales y una menor cantidad en los exteriores. Esto garantiza mayores puntos de contacto de nebulización.

45

Figura 9. Toberas de líquido con distribución en espiral. Esta distribución está asociada a la uniforme con un ángulo de desviación. Esta permite contactar mayor área del tubo de nebulización sin la necesidad de perforar muchas toberas, caso distribución en zig zag.

5 **Figura 10.** Descripción del completamiento con nebulizador en fondo de pozo. El nebulizador es un equipo que genera neblina a lo largo del pozo inyector. Puede estar en cualquier parte, desde el cabezal de pozo hasta fondo. Al ubicarlo en fondo, anular estará lleno de agua, que entrará al equipo por las toberas de líquido, mientras que el gas, transportado por la tubería de inyección, entrará por la tobera de gas. La neblina se generará lo más cerca a la cara de la formación, con una distribución uniforme del volumen de fluido inyectado por estrato.

15 **Figura 11.** Descripción del completamiento con nebulizador a lo largo del pozo. El nebulizador puede ubicarse a lo largo de la longitud del pozo inyector, entre el cabezal y el fondo del pozo. La neblina se genera en la tubería de inyección y las condiciones de inyección de líquido y gas serán determinadas de manera precisa para evitar la coalescencia de las gotas y la estabilidad de la neblina a lo largo del pozo.

20 **Figura 12.** Descripción del completamiento con nebulizador en cabezal de pozo. La ubicación del nebulizador en cabeza requiere de un equipo adicional que conecte las toberas de líquido con la corriente de entrada. El gas entrará al nebulizador pasando por la válvula de seguridad hacia la sección de tobera de gas.

25 **Figura 13.** Descripción de la relación de aire y agua inyectado por arena, con la implementación de la tecnología de inyección de neblina. Se observa que las gráficas de tasa de agua y aire tienen la misma tendencia, lo que indica que la inyección se da de tipo dosificación.

Figura 14. Corroboración, a través del método de relación Aire – Agua (AWR), de la dosificación de la tasa de inyección suministrada a cada arena, donde se observa que todas las evaluadas reciben 450 m³ de aire por m³ de agua.

30 **Figura 15.** Descripción de la relación de aire y agua inyectado por arena, con la implementación de la tecnología de inyección aire y agua convencional. Se observa que las gráficas de tasa de agua y aire no tienen la misma tendencia, lo que indica que cada arena recibe un aporte de agua y aire diferente, según su profundidad y espesor.

35 **Figura 16.** Corroboración, a través del método de relación Aire – Agua (AWR), de la dosificación de la tasa de inyección suministrada a cada arena, donde se observa que las arenas inferiores reciben una gran cantidad de agua y un volumen de aire muy bajo.

40 **DESCRIPCION GENERAL**

Los métodos de recuperación térmica, en particular la inyección de vapor, se han implantado ampliamente en Colombia desde la década de los 80's. Sin embargo, nuevas consideraciones relacionadas con los planes de transición energética y las restricciones medioambientales están limitando el despliegue comercial de los procesos tradicionales de generación de vapor. Una de las opciones evaluadas consiste en utilizar la inyección de agua – aire en flujo tipo neblina para generar el vapor en el yacimiento, evitando pérdidas de energía en la superficie, pozos y yacimiento, así como reduciendo el uso de combustible externo, las emisiones de gases de efecto invernadero y el uso de recursos naturales, como el agua, en comparación con los generadores de vapor tradicionales.

5 Como proceso de recuperación mejorada de petróleo, agua y aire se inyectan en el yacimiento, oxidando con el crudo y formando una serie de reacciones exotérmicas para formar una frente de alta temperatura (Koh Yoo et al., 2020; Pinzón et al., 2017). Esta zona avanza a través del yacimiento, calentando y craqueando el crudo pesado (Ogunbanwo et al., 2012; Adagülü et al., 2007). En esta zona de alta temperatura, se promueve la generación de vapor con el agua del yacimiento e inyectada en forma de neblina, para transferir el calor a otras zonas del yacimiento y obtener una mayor recuperación de crudo. El frente calor, donde se genera el vapor, desplaza la mayor parte del crudo del yacimiento, consumiendo algunas de las fracciones más pesadas del crudo (coque). A medida que avanza el frente de calor – vapor se transfiere energía a otras zonas del yacimiento, que mejoran la movilidad del crudo original.

15 En el proceso de inyección de neblina, la inyección de aire y agua se ejecuta simultáneamente en la formación. En la inyección de aire convencional, una gran proporción del calor generado se utiliza para calentar la roca, lo que reduce significativamente la eficiencia térmica del proceso (Odeh y Dotson 1983; Adinberg et al. 2010). Basándose en esto, la inyección de agua con el aire, a través de un conjunto de boquillas, aprovecha la energía producida por las reacciones de oxidación del crudo para generar vapor en el yacimiento, formando un frente de calor – vapor y mejorando la eficiencia energética y medioambiental del proceso (Bradley y Hardy 1975; Odeh y Dotson 1983). Además, el contacto del agua y el crudo con los gases generados por las reacciones da lugar a la divergencia de los canales preferentes de flujo de fluidos, mejorando así la eficiencia del desplazamiento vertical, lo que puede aumentar significativamente la recuperación de crudo (Odeh y Dotson 1983; Stathopoulos et al. 2017).

25 Uno de los retos de la inyección de aire húmedo convencional es la estimación correcta del volumen de agua inyectada. Si es demasiado grande, puede extinguir el frente de calor o perjudicar seriamente la eficiencia del proceso; por ello, el uso de boquillas permite una mejor distribución de la fase acuosa en el aire, mejorando el perfil de barrido y maximizando la eficiencia térmica de la tecnología de inyección de aire y agua. Esto se debe a que el flujo de la fase acuosa se produce en modo neblina, donde el tamaño de las gotas no supera los 100 nanómetros. Los valores medidos permiten obtener un aire saturado de agua al 100%. Esto permite la evaporación de la fase acuosa a un ritmo mayor que si se inyectara de forma independiente, en cuyo caso los flujos de fases pueden desplazarse individualmente y segregarse.

35 El equipo nebulizador es componente clave para el proceso de generación de vapor en subsuelo, ya que provee la neblina con las condiciones requeridas. Este sistema permite la dosificación tanto del aire como del agua en cada estrato del yacimiento, permitiendo que el oxígeno reaccione de manera eficiente con petróleo in situ, creando así un frente de calor uniforme para incrementar la temperatura de la neblina, así como evaporar el agua contenida en el medio poroso. Con este equipo se contacta el espesor total del yacimiento, de manera uniforme, incluyendo zonas de baja porosidad y/o permeabilidad; ya que se podrá dispersar la neblina en un volumen mayor y disminuirá los requerimientos de energía. Al colocarse el equipo nebulizador en fondo del pozo inyector, se generará una neblina muy cerca de la formación (cara del yacimiento), lo cual evitará la segregación de los fluidos, efecto notorio en los procesos de inyección de gas y líquido por separado en superficie o fondo de pozo.

45 La tecnología de generación de vapor en subsuelo aprovecha la energía liberada por las reacciones exotérmicas, producto de la interacción del aire inyectado en la neblina y el crudo residual en el yacimiento, para la evaporación del agua, tanto inyectada en la neblina como presente en el yacimiento. Esta técnica es de alto interés en aplicaciones de yacimientos maduros, con poca presión o con alta saturación de agua.

50

5 Considerando que la implementación de procesos estándares de inyección de vapor trae como consecuencia la generación de altas saturaciones de agua, que afectan la eficiencia energética y aumentan la carbono – intensidad; la generación de vapor en subsuelo a partir de la inyección de neblina, generada con el nebulizador en condiciones de flujo sónico, a fondo de pozo, se presenta como una alternativa para extender la vida productiva de los campos de crudos, reducir los impactos ambientales ocasionados por la generación de vapor en superficie e incrementar la eficiencia energética del proceso.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

15 El nebulizador está compuesto de tres (3) secciones: (i) Sección de toberas de gas, (ii) sección de toberas de líquido y (iii) sección de nebulización. La sección de toberas gas y la sección de toberas de líquido están interconectadas en la sección de nebulización. La sección de toberas de gas se alinea con la de nebulización y la de toberas de líquido está en dirección angular o perpendicular a la sección de nebulización, como se muestra en la figura 1.

DESCRIPCIÓN DEL NEBULIZADOR

El principio de funcionamiento del nebulizador se basa en la dinámica del flujo de fluidos para transformar la energía potencial en energía cinética del flujo y en la corriente gaseosa atomizar el flujo de líquido, debido a las reducciones de presión ocasionados por el aceleramiento de los fluidos. La energía potencial que conlleva la presión de los fluidos se transforma en energía cinética originando variación de la rapidez de movimiento del fluido y reducción de las presiones a valores inferiores de la presión de saturación del líquido en el flujo de gas, generando la vaporización y creación del flujo neblina.

30 La transformación de las energías se genera debido al cambio en las dimensiones, diámetro hidráulico (2), y formas del área transversal del ducto donde fluyen los fluidos. Las multitoberas tienen secciones transversales o boquillas de entradas y salidas, de diferentes diámetros hidráulicos y geometrías como, cuadradas, rectangulares, poliédricas, circulares, elípticas, romboides o la que sea requerida, basado en la arquitectura del pozo inyector. El diámetro hidráulico (Dh) se define la relación que existe entre el área transversal o perpendicular de flujo y el perímetro que circunda al área de flujo, expresado por la ecuación 1.

$$D_h = \frac{4A_t}{P_h} \qquad \{1\}$$

Donde:

- 1. At es el área transversal o perpendicular de flujo,
- 2. Ph es el perímetro húmedo

(i) SECCIÓN DE TOBERAS DE GAS

Para la fase gaseosa, el número de toberas de gas (Ntg) depende del diámetro hidráulico de la tubería de inyección de gas [DTg] (1) y del diámetro hidráulico de entrada de las toberas de gas [DTg] (2), de acuerdo con la ecuación 2. Ver Figura 2.

$$Ntg = \frac{DTg^2}{Dtg_i^2} \qquad \{2\}$$

5

Ntg es el número de toberas de gas
Dtg es el diámetro hidráulico de la tubería de gas
Dtgi es el diámetro de entrada de las toberas de gas

10 La relación entre diámetro hidráulico de entrada de la tobera de gas (2) y el diámetro hidráulico de salida de la tobera de gas [Dtgs] (5) varía de 5 a 7. La longitud de la sección de toberas de gas (6) es de 2 a 4 veces el diámetro hidráulico de la tubería de inyección de gas (4).

(ii) y (iii) SECCIONES DE TOBERAS DE LÍQUIDO Y NEBULIZACIÓN

15 Para la fase líquida, el número de toberas para la aceleración del líquido [NtL] (8) se relaciona con el diámetro hidráulico de la tubería de inyección de gas [DTg] (4), la longitud de la sección de toberas de líquido [Ln] (7) y el diámetro hidráulico de entrada de las toberas de líquido [DTli] (10), según la ecuación 3. Ver Figura 3 y 4.

20

$$NtL = \frac{4 \cdot DTg \cdot Ln}{DTli^2} \quad \{3\}$$

Ntl es el número de toberas de líquido (8)
Dtg es el diámetro hidráulico de la tubería de gas (4)
25 Ln es la longitud de la sección de nebulización (7)
Dtlí es el diámetro hidráulico de entrada de las toberas de líquido (10)

La relación entre el diámetro hidráulico de entrada [Dπi] (10) y el diámetro hidráulico de salida de las toberas de líquido [Dπs] (11) es de 10 a 12, y las toberas de líquido (9) tienen un ángulo de inclinación que va de 45° a 135° con respecto a la dirección del flujo del gas (ver Figura 5). La longitud de la sección de nebulización [Ln] (7) es de 2 a 7 veces el diámetro hidráulico de la tubería de gas (5). La longitud de las toberas de líquido [LTbl] (12) es el espesor que existe entre el diámetro hidráulico de la tubería de gas (4) y el diámetro hidráulico de la tubería de la sección de nebulización [Dtn] (15) y se determinará por la siguiente ecuación (4).

35

$$\frac{DTg - (Ntn \cdot Dtn)}{2} \leq Ln \leq \frac{(DTg - Dtn)}{2} \quad \{4\}$$

La sección de nebulización es donde convergen los fluidos provenientes de las toberas de gas y toberas de líquido. Cada punto de convergencia de fluidos se denomina punto de nebulización. Los puntos de nebulización serán función del número de toberas de líquido [NtL] (13) y del número máximo de tubos de nebulización [Ntn] (14) que se define por la ecuación 5.

40

$$Ntn = \frac{DTg^2}{Dtn^2} \quad \{5\}$$

45 El número de puntos de nebulización [Npn] (13) son función del número de toberas del líquido (8) y del número de tubos de nebulización (14), Ntn. El número máximo de puntos de nebulización esta dado por la ecuación 6 (Ver Figura 6).

$$Npn = Ntn \times Ntl \quad \{6\}$$

5

La tubería con más puntos de nebulización será la central (Figura 6). La forma de conexión entre las toberas de líquido y las tuberías de nebulización podrán ser alineadas patrones de diferente puntos: lineales, (Figura 7), espiral (Figura 8), zig zag (Figura 9).

10 **MATERIALES DEL NEBULIZADOR**

El Nebulizador se construyen a partir de los diámetros y materiales, aceros al carbono desde extrasuaves hasta extraduros con grados resistencia a la tracción desde 30 kg/mm² a 135 kg/mm², así como otro material o mezcla como aluminio, cobre, bronce, acero inoxidable, hierro, cromo, tungsteno, platino, gomas, plásticos, PVC, tal que resista las condiciones de esfuerzos actuantes debido a las presiones y temperaturas que ejerzan los fluidos en los materiales utilizados en el armado de los pozos o tuberías de inyección o producción de fluidos en la industria de petróleo y gas.

20 **ESPESOR DEL MATERIAL DEL NEBULIZADOR**

Los espesores del nebulizador serán función del material y su resistencia a la tracción respectiva, que permita soportar los esfuerzos generados debido a los cambios de rapidez del flujo, presiones, temperaturas y elementos conectados, como válvulas, niples, empaques, tuberías de inyección y producción, así como tuberías de revestimiento en el armado de los pozos. Las dimensiones del espesor del nebulizador serán función del número de toberas de la sección de gas y líquido, así como del número de puntos de nebulización. El espesor que tendrá la sección de gas está dado por:

$DT_{gi} - DT_{gs} \{7\}$

30 El espesor de las secciones de líquido y nebulización está definido por:

$DT_{gi} - D_{tn} \{8\}$

UBICACIÓN DEL NEBULIZADOR

35 El nebulizador se puede ubicar en diferentes secciones del pozo inyector: cabezal de pozo, sección intermedia del pozo y en el extremo inferior o fondo de pozo (Figuras 10, 11 y 12). Para posicionarle nebulizador en la zona intermedia del o en el extremo inferior (Figura 10 y 11), se requiere un empaque que aisle el anular del pozo (5) con el yacimiento (9), así como deberá colocarse un empaque de control de flujo (7) que impide el flujo de gas (1), que va por la tubería de inyección (4) hacia el anular del pozo y permite la entrada de agua (2) o líquido hacia el nebulizador (6), para generar la neblina. Para posicionar el nebulizador en el cabezal del pozo, se alinearán las entradas de aire y agua/líquido con las toberas de que permitirá la formación de la neblina. En la Figura 12 se muestra el arreglo en superficie de los equipos utilizados para la inyección de aire o gas para inyectar por la tubería de inyección (4) y agua o liquido por anular (5).

45

EJEMPLOS

50 A través de simulación numérica se determinó la influencia de la generación de vapor en subsuelo con inyección de neblina, basado en las características calculadas con los parámetros descritos dentro de la

5 invención. Para este caso, se utilizó un nebulizador que funcionara de 18700 m³/d a 28317 m³/d de aire; y
de 0.16 m³/d a 48 m³/d de agua. Los resultados, descritos en la Figura 13 a 16, demuestran la uniformidad
del frente de inyección, la dosificación del volumen inyectado por estrato y la maximización de la
generación de vapor en fondo. Esto permitió mejorar el perfil de temperatura del sistema roca – fluido y
optimizar la recuperación de petróleo. Esta generación de neblina se hizo con un esquema donde se
10 ubicaba el equipo en superficie. En la Figura 13 se observa que la inyección de neblina guarda la misma
proporción en relación con el volumen de agua y aire que recibe, solo variando en función del espesor de
la formación, lo cual es verificable observando la Figura 14, donde cada arena recibe una dosificación de
450 m³/ m³. En contraste con lo anterior, la inyección por dos pozos no garantiza la uniformidad del volumen
que recibe cada arena (Figura 15). Esto puede validarse con la relación aire agua, donde se observan
15 picos y valles según el periodo estudiado.