



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Productos químicos multifuncionales
en conjunto con bombeo neumático
para mejora de la producción de aceite**

TESINA

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Germán Velnezqui García Hernández

DIRECTOR DE TESINA

M. en I. José Ángel Gómez Cabrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017

Agradecimientos

A mi madre, porque gracias a ella, he llegado hasta aquí.

A mi padre, porque me sigue apoyando.

A mis hermanos, porque me hacen recapacitar.

A mis profesores, por guiarme en esta hermosa carrera.

A mi novia, por darme ánimos cuando más lo necesito.

A mis amigos, por acompañarme siempre.

Resumen

En ciertos pozos petroleros asistidos artificialmente con bombeo neumático (BN) con un corte de agua considerable, se propicia la generación de emulsiones, las cuales se pueden estabilizar por impurezas inherentes a los fluidos del yacimiento en el pozo o inyectadas artificialmente, el agua asociada, el pH y otros factores. También se propicia la generación e incrustación de sales, y corrosión de las líneas de producción. Esto ocasiona inconvenientes en el flujo de fluidos a la superficie, debidos al aumento en la viscosidad de los fluidos o restricción del flujo, y por ende la producción de aceite disminuye. El tratamiento en superficie para eliminar impurezas y separar las emulsiones, implica un incremento de pasos en el proceso y, por lo tanto, del costo operativo.

Existen aditivos químicos que solventan estos problemas generados en las líneas de producción. Dichos aditivos pueden mezclarse entre sí, generando un producto químico multifuncional, e integrarse con el gas de inyección del bombeo neumático para reducir dichos efectos negativos generados, aumentar la producción de aceite y por ende reducir el costo de extracción por barril.

Para garantizar y medir la efectividad del producto químico inyectado en el gas de bombeo neumático, es necesario realizar pruebas de laboratorio con diferentes aditivos químicos y los fluidos del yacimiento en el pozo. De igual forma, deben realizarse pruebas de compatibilidad entre los diferentes aditivos seleccionados para medir la probabilidad de éxito en los efectos de la inyección a través del gas del bombeo neumático, del producto químico multifuncional seleccionado.

Abstract

Gas lift assisted wells are prone to emulsion generation, such emulsions are then stabilized by downhole inherent impurities like sand, paraffins, asphaltenes and inorganic scales. The later generates performance issues associated to viscosity and flow restrictions; decreasing oil production rate. The increment of impurities and the emulsion separation treatment requires additional steps in the process, therefore the production cost increases.

Some chemical additives solve the downhole generated problems, such as inorganic scales, corrosion and emulsion generation. In order to decrease the negative effects of those problems, the chemical additives can be mixed together to obtain a multifunctional chemical product, which is then added to the fluid used in the gas lift system, giving as a result the increment of the oil production rate while decreasing the economic cost.

To guarantee the effectiveness of the final product to be injected via gas lift, laboratory tests should be applied to mixtures of the reservoir fluids plus the chemical additives. Compatibility tests of the different chemical additives should also be made in order to measure the success probability of the multifunctional product with gas lift injection.

Índice

Tabla de contenido

| | |
|---|-----------|
| Agradecimientos | 3 |
| Resumen | 4 |
| Abstract | 5 |
| Índice | 6 |
| Lista de tablas | 8 |
| Lista de figuras | 9 |
| Lista de Ilustraciones | 10 |
| Introducción | 11 |
| Capítulo I Conceptos fundamentales | 13 |
| Principio de operación del Bombeo Neumático (BN) | 13 |
| Tipos de sistemas de BN | 15 |
| Bombeo neumático continuo..... | 15 |
| Bombeo neumático intermitente..... | 15 |
| Surfactantes | 16 |
| Formación de micelas..... | 17 |
| Emulsiones en el fondo del pozo | 18 |
| Formación de emulsiones | 20 |
| Otros problemas que se presentan en las líneas de producción | 22 |
| Corrosión | 22 |
| Formación de hidratos | 24 |
| Capítulo II Desarrollo del producto químico multifuncional | 27 |
| Aditivo primario | 28 |
| Selección en laboratorio del reductor de fricción | 29 |
| Procedimiento de la prueba 1 | 29 |
| Procedimiento de la prueba 2 | 31 |
| Otros métodos de prueba | 33 |
| Corrosión..... | 33 |
| Incrustaciones | 35 |
| Capítulo III Compatibilidad de los aditivos químicos | 37 |
| Compatibilidad del elastómero | 38 |
| Compatibilidad del metal | 40 |
| Medición de la viscosidad | 41 |
| Prueba física de estabilidad del producto multifuncional | 42 |

Estabilidad del Bombeo Neumático 43

Capítulo IV Pruebas de campo realizadas y resultados.....46

Brasil costa afuera 46

 Caso histórico 1- Brasil costa afuera 46

 Caso histórico 2- Brasil costa afuera 48

Conclusiones49

Bibliografía.....51

Lista de tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1 Relación del cambio volumétrico contra la resistencia a la deformación de los elastómeros..... | 39 |
| Tabla 2 Factores de conversión para unidades de corrosión | 40 |
| Tabla 3 Condiciones dinámicas de prueba "Gunking" | 44 |

Lista de figuras

| | |
|--|----|
| Fig. 1 Sistema de bombeo neumático continuo acondicionado de un producto químico basado en esquema de Forero, McFadyen, Turner, Waring, & Steenken (1993)..... | 14 |
| Fig. 2 Microfotografía de una emulsión de agua en escualano estabilizada, barra de escala = 100 μm Binks (2009). | 19 |
| Fig. 3 Microfotografía de una emulsión inversa, de agua en aceite (izquierda) y de una emulsión directa, de aceite en agua (derecha), Kokal (2005). | 20 |
| Fig. 4 Viscosidad de la emulsión vs porcentaje de agua, Mike Jackson (2007). | 22 |
| Fig. 5 Hidrato de metano y su estructura molecular. Fuente USGS 2006 | 26 |
| Fig. 6 Procedimiento de prueba 1 con reductores de fricción, Mike Jackson (2007). | 31 |
| Fig. 7 Viscosímetro computarizado, Mike Jackson (2007) | 32 |
| Fig. 8 Gráfica de viscosidad vs temperatura en muestra original y con aditivo, Mike Jackson (2007). | 33 |
| Fig. 9 Cilindro de electrodo rotatorio: 1.- Electrodo de referencia, 2.- Entrada de gas, 3.- Salida de gas, 4.- Tubo capilar, 5.- Electrodo de platino, 6.- Cilindro rotatorio, 7.- Sensor de temperatura, 8.- Electrodo medidor de pH, 9.- Electrodo de trabajo | 34 |
| Fig. 10 Cilindro Autoclave Rotatorio. | 35 |
| Fig. 11 Aparato SCALEVAL utilizado para el DSL. Fuente. http://www.vindum.com/product-detail/dynamic-scale-loop/ | 36 |
| Fig. 12 Test de compatibilidad del elastómero, Mike Jackson (2007)..... | 39 |
| Fig. 13 Test de compatibilidad del metal, Mike Jackson (2007)..... | 41 |
| Fig. 14 Curva de viscosidad de un producto multifuncional, Mike Jackson (2007)..... | 42 |
| Fig. 15 Equipo de prueba de estabilidad en BN, Mike Jackson (2007)..... | 44 |
| Fig. 16 Gráfica de presión contra temperatura de una prueba de depósitos a alta temperatura. Basado en esquema de Mike Jackson, (2007). | 45 |

Lista de Ilustraciones

| | |
|---|----|
| Ilustración 1 Representación de una molécula anfifílica, donde la cabeza hidrófila permanece en contacto con el agua y la cola hidrófoba con el aceite..... | 17 |
| Ilustración 2 Representación de la formación de micelas en una emulsión de agua en aceite, conforme a su concentración en la mezcla..... | 17 |
| Ilustración 3 Diagrama de fase de la estabilidad de los hidratos de metano. La combinación metano-agua constituye un sólido a temperaturas bajas y presiones altas (sombreado con rayas), Birchwood, Dai, & Shelander (2010)..... | 25 |

Introducción

La producción de aceite en pozos con Bombeo Neumático (BN) es considerablemente sensible a fluidos con alta viscosidad que pueden ser producidos cuando el aceite y el agua forman emulsiones en el fondo del pozo. La elevación con gas puede producir emulsiones en las líneas de producción, las cuales se estabilizan con ciertos componentes que se encuentran de forma natural como los asfaltenos, incrustaciones de parafinas inorgánicas y arenas. Estos factores: sensibilidad a fluidos de alta viscosidad y el potencial para generar emulsiones, hacen que los pozos con bombeo neumático sean candidatos ideales para la inyección de reductores de fricción.

Este trabajo se basa en el artículo realizado por Mike Jackson en 2007, “The Injection of Multifunctional Chemicals via Gas Lift Increases Oil Production” donde se evalúan productos multifuncionales que contienen reductores de fricción como aditivo principal. Se revisaron las condiciones que pueden causar emulsiones en el fondo del pozo, las técnicas de laboratorio utilizadas en la selección y procedimientos de laboratorio para comparar las cuestiones de compatibilidad. Se analizaron las aplicaciones realizadas en campos costa afuera en Brasil.

En el Capítulo I; Conceptos fundamentales, se explican los principios de operación de un sistema artificial de producción, específicamente del bombeo neumático continuo acondicionado. Se describen los problemas ocasionados en el pozo, como el favorecimiento de la precipitación de asfaltenos, incrustaciones, corrosión y emulsiones directas e inversas, así como sus orígenes y condiciones que los propician.

En el Capítulo II; Desarrollo de un producto multifuncional, se resumen las características propias de los aditivos químicos que conforman el producto químico multifuncional. Se describen las pruebas que se les realizan para analizar cuantitativa y cualitativamente las características de cada aditivo químico propuesto, desde pruebas de viscosidad, efectividad demulsificante, corrosión e incrustaciones.

En el Capítulo III Compatibilidad de los aditivos químicos, se describen las pruebas realizadas en el producto químico multifuncional conformado por los aditivos químicos, para evitar problemas de compatibilidad del producto con el elastómero de juntas y preventores, con el metal de las tuberías, así como el comportamiento de su viscosidad a condiciones de P y T a las que se encontrará en el pozo. Se describen las pruebas de estabilidad para almacenamiento y para inyección vía BN.

En el Capítulo 4; Pruebas de campo realizadas y resultados, se revisan los casos históricos donde se han aplicado productos químicos multifuncionales en pozos costa afuera para reducir la viscosidad de la emulsión, controlar la corrosión en el fondo del pozo e inhibir la formación de hidratos. Se tratan específicamente dos casos en Brasil que resultaron exitosos conforme a su aumento en la productividad.

Finalmente, en las conclusiones; se incluyen los resultados analizados técnica, económica y logísticamente, haciendo observación de los pros y los contras al implementar un sistema de acondicionamiento del gas de inyección de bombeo neumático y la bibliografía.

Capítulo I Conceptos fundamentales

Principio de operación del Bombeo Neumático (BN)

Como afirman Forero, McFadyen, Turner, Waring, & Steenken (1993), para transportar los fluidos del yacimiento hacia la superficie se requiere un trabajo. La energía necesaria para realizar este trabajo suele provenir del yacimiento, sin embargo, si la energía del yacimiento es insuficiente para elevar los fluidos hasta la superficie y obtener el gasto deseado, se puede adicionar energía de una fuente externa en el pozo. Este es el principio fundamental de todos los sistemas artificiales de producción.

El BN es la inyección continua o intermitente de gas en la sección baja de la tubería de producción para mantener o incrementar la producción del pozo. El gas inyectado se mezcla con los fluidos producidos, disminuyendo la densidad aparente del fluido, provocando un decremento en la presión en fondo de pozo, lo que aumenta o mantiene la producción.

En el BN, el trabajo adicional requerido para incrementar el gasto de producción se realiza en la superficie mediante un compresor de gas o se transporta en ductos de gas a alta presión.

En la figura 1 se representa un sistema de bombeo neumático continuo de gas asociado acondicionado con un producto químico multifuncional. Se requiere de la producción de gas (5 – 10% de la capacidad del sistema) para mantener este ciclo cerrado.

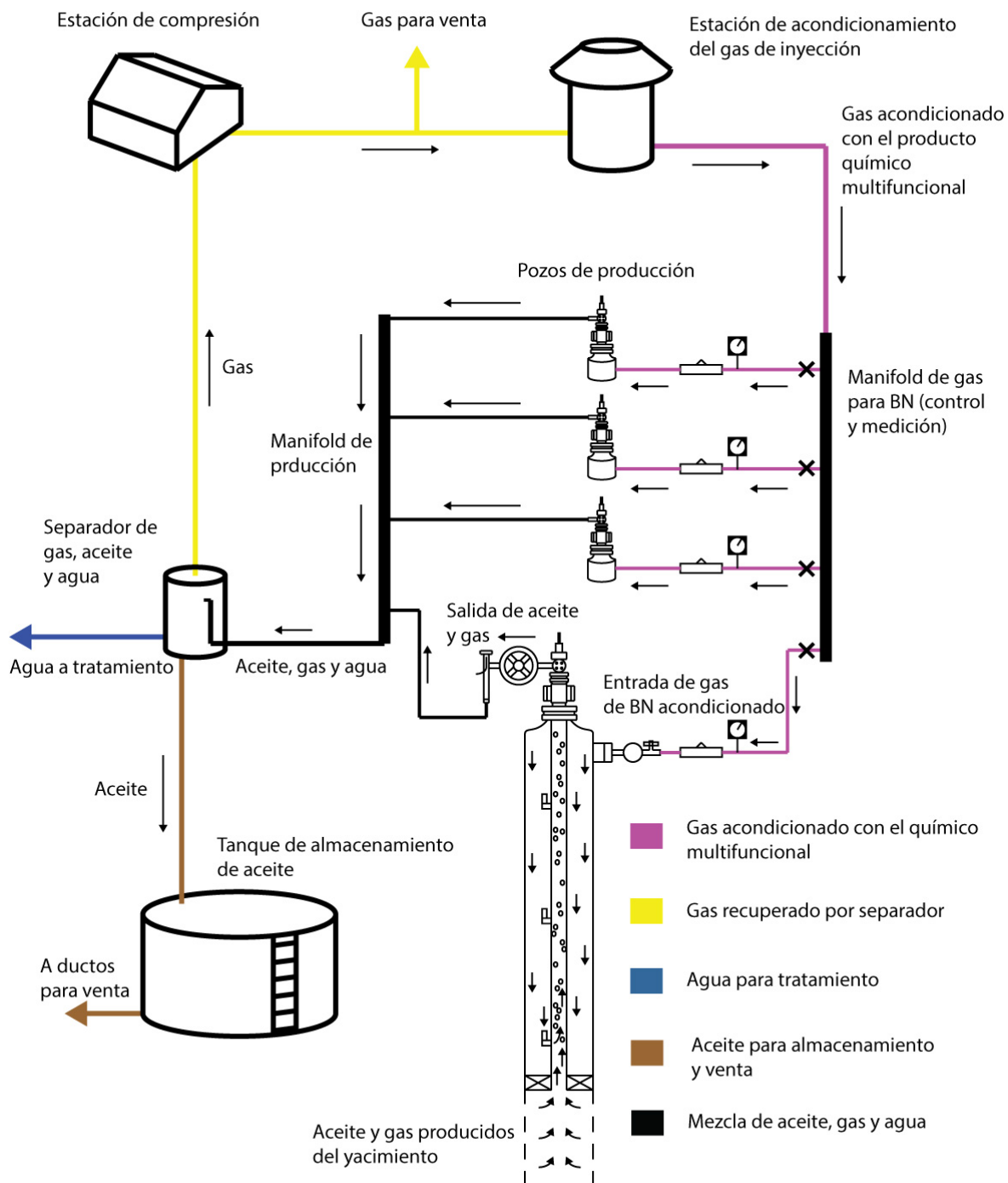


Fig. 1 Sistema de bombeo neumático continuo acondicionado de un producto químico basado en esquema de Forero, McFadyen, Turner, Waring, & Steenken (1993).

Tipos de sistemas de BN

Bombeo neumático continuo

El gas es inyectado continuamente al pozo para gasificar el flujo del pozo, con el objetivo de aligerar la columna de fluido y a su vez incrementar el diferencial de presión en la formación. El resultado de esto es el incremento de la relación gas aceite (RGA). Este método es únicamente aplicable a pozos que tienen un valor de RGA inferior al deseado, en estado natural, y una presión de yacimiento lo suficientemente elevada para mantener el flujo deseado después de incrementar la RGA.

Debido a que la presión del gas de inyección es mayor que la presión estática del yacimiento, se instalan válvulas de inyección de gas, en serie para permitir al pozo descargarse progresivamente, para así poder establecer la profundidad de inyección operativa tan profunda como sea posible.

Bombeo neumático intermitente

Se inyecta el gas a alta presión bajo una columna de fluido, normalmente por encima de una válvula de pie, para desplazar el bache de líquido a la superficie. Esta operación se repite tan pronto se haya acumulado otro bache de aceite de tamaño considerable. Las limitaciones del bombeo neumático intermitente se relacionan principalmente con el tiempo del ciclo, el cual se determina entre las producciones de baches consecutivos, y el volumen de líquido que puede ser

elevado eficientemente con el bache; y que el gas tiende a filtrarse a través de éste, parte del líquido escurre. Los parámetros de control son la capacidad de aporte del pozo, la longitud y diámetro de la tubería, la presión del gas de inyección, el gasto de inyección de gas, y la longitud, peso y viscosidad del bache de líquido Forero, McFadyen, Turner, Waring, & Steenken (1993).

Surfactantes

Son sustancias que, al encontrarse en cantidades mínimas en un sistema, tienen la propiedad de ser adsorbidos a las superficies o interfaces del sistema, así como de alterar radicalmente las tensiones superficiales o interfaciales de las sustancias o superficies, usualmente se usan para reducir la tensión interfacial entre dos sustancias, aunque hay ocasiones que se usan para incrementarla. (Rosen & Kunjappu, 2012).

Algunos de sus usos pueden ser:

- Detergentes y productos de limpieza
- Cosméticos
- Pinturas
- Medicina y bioquímica
- Productos químicos para industria petrolera

Generalmente son compuestos orgánicos anfifílicos, contienen tanto un grupo hidrofóbico (cola) y uno hidrofílico (cabeza). Por lo tanto contienen un componente insoluble en agua como uno soluble en agua. En la ilustración 1 se representa una molécula anfifílica.

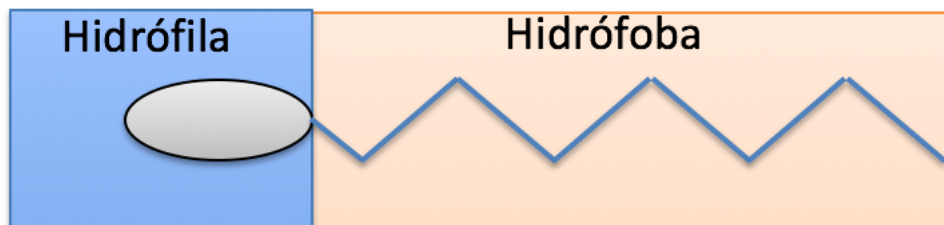


Ilustración 1 Representación de una molécula anfifílica, donde la cabeza hidrófila permanece en contacto con el agua y la cola hidrófoba con el aceite.

Formación de micelas

A bajas concentraciones de surfactantes disueltos, las moléculas se encuentran dispersas como monómeros, a medida que aumenta la concentración, las moléculas de surfactante comienzan a adjuntarse y al superar la concentración micelar crítica (CMC), cualquier adición de surfactante formará micelas. La ilustración 2 representa este fenómeno.

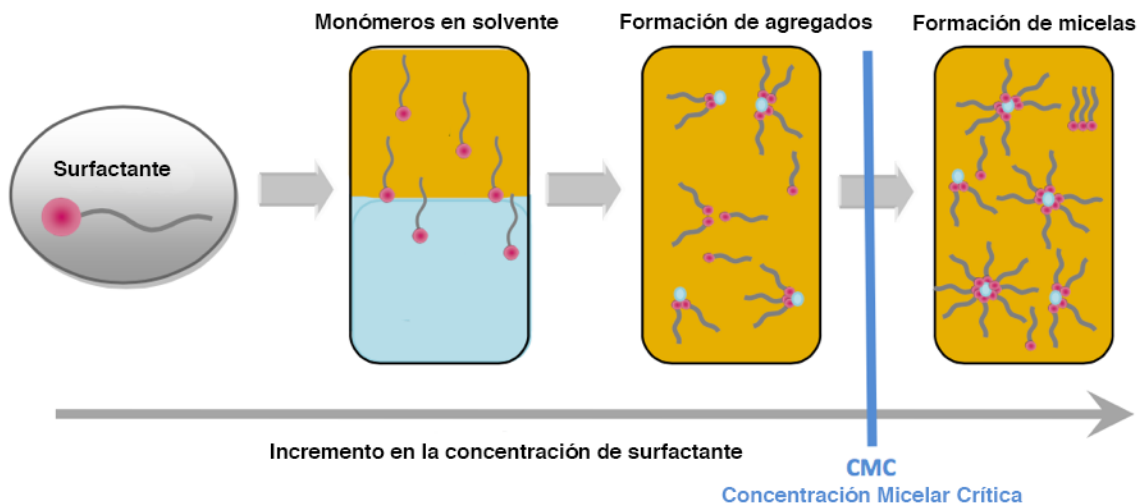


Ilustración 2 Representación de la formación de micelas en una emulsión de agua en aceite, conforme a su concentración en la mezcla.

Emulsiones en el fondo del pozo

Como sustenta Bradley (1992), una emulsión es un sistema líquido heterogéneo que consiste de dos líquidos inmiscibles, donde uno se encuentra íntimamente disperso en forma de gotas dentro del segundo líquido. Una emulsión se distingue de una simple dispersión de un líquido en otro por el hecho de que, para una emulsión, es muy improbable que exista coalescencia de las gotas en contacto entre sí, debido a la presencia de agentes emulsificantes (surfactantes), los cuales inhiben la coalescencia. Dicha inhibición no existe en una dispersión. Cabe mencionar que existen emulsiones que coalescen aunque se hayan usado agentes emulsificantes.

Las emulsiones se estabilizan por los agentes emulsificantes (agentes tensoactivos o surfactantes) que tienden a concentrarse en la interface agua/aceite donde forman películas interfaciales. Lo cual conduce a una reducción de la tensión interfacial y promueve la dispersión y emulsificación de las gotas. Se cree que los principales componentes de las películas interfaciales en una emulsión producida en campo son emulsificantes inherentes al crudo, como los asfaltenos y resinas, así como ácidos y bases orgánicas.

Otros surfactantes que pueden estar presentes en la mezcla son químicos inyectados artificialmente en la formación o las líneas de producción, por ejemplo: lodos de perforación, químicos estimulantes, inhibidores de corrosión, incrustaciones, parafinas y control de asfaltenos. Existen sólidos muy finos que actúan como estabilizadores mecánicos. Estas partículas deben ser diminutas a comparación de las gotas, para posicionarse en la interface y ser mojadas por ambos fluidos. Algunos ejemplos de estos finos sólidos encontrados en los tanques

de separación, incluyen partículas de arcillas, arenas, asfaltenos y parafinas, productos corrosivos, sales minerales y lodos de perforación. (Kokal, 2005)

En la figura 2 se muestra una microfotografía de una emulsión de agua en un hidrocarburo C_{30} , donde se aprecian las gotas de agua inmersas en la fase continua.

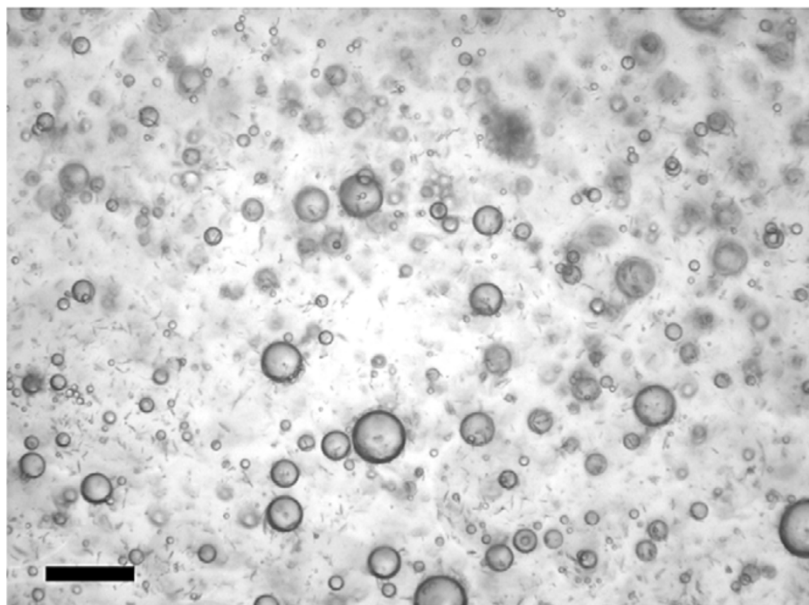


Fig. 2 Microfotografía de una emulsión de agua en un hidrocarburo C_{30} estabilizada, barra de escala = 100 μm . (Binks, 2009).

La matriz de una emulsión es la fase continua o fase externa. La porción de una emulsión que se encuentra en forma de gotas es la fase interna, dispersa o discontinua. Las emulsiones consideradas en este trabajo consisten en aceite crudo y salmuera.

En la mayoría de las emulsiones de crudo y agua, ésta última se encuentra finamente dispersa en el aceite. La forma esférica de las gotas de agua se debe a que las fuerzas de tensión interfacial buscan la forma que ofrece menor resistencia (micelas). Una emulsión de aceite en agua, es conocida como “emulsión directa”. Cuando el agua se encuentra dispersa en el aceite formando

una emulsión de agua en aceite, se le refiere como “emulsión inversa”. En la figura 3 se muestran ambos tipos emulsiones.

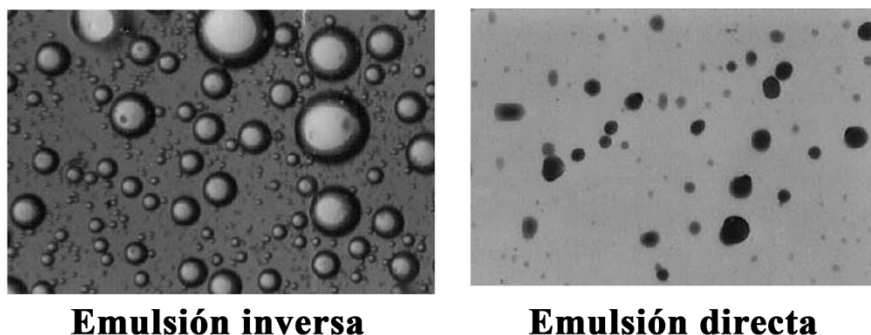


Fig. 3 Microfotografía de una emulsión inversa, de agua en aceite (izquierda) y de una emulsión directa, de aceite en agua (derecha). (Kokal, 2005).

Formación de emulsiones

Las condiciones mínimas necesarias para la formación de una emulsión son:

1. Los dos líquidos que formen la emulsión deben ser inmiscibles.
2. Debe existir suficiente agitación para dispersar una fase en forma de gotas dentro de la otra.
3. Debe existir un agente emulsificante presente.

A pesar de que no todos los yacimientos petroleros tienen acuíferos asociados, todos pozos productores de crudo en el mundo producen agua, ya sea libre o en forma de emulsión que requiere tratamiento. Incluso en campos que inicialmente no producían agua, el corte de agua aumenta hasta el punto en que se debe tratar la emulsión. El contenido de agua en una emulsión sin tratar varía en fracciones de 1% hasta 90%. (Sjöblom, 2006).

El agua y el aceite provenientes del yacimiento se pueden presentar en las líneas de producción como fases líquidas. Durante el proceso de levantamiento se aplican grandes esfuerzos de corte que, entre otras cosas, ocasionan la formación de una emulsión. El caso común es una emulsión directa de aceite en agua. Durante el proceso de inyección de gas de BN, también existe un decremento de temperatura en la tubería, debido a que el gas inyectado posee una temperatura menor a la de la mezcla y se debe alcanzar el equilibrio térmico. En ciertas condiciones a temperaturas bajas, esta caída de temperatura puede estabilizar la emulsión (lo que complica su rompimiento), formada debido a la precipitación de parafinas del petróleo crudo.

Como afirma Gómez Cabrera (1986), los pozos petroleros producen hidrocarburos y contienen impurezas, las principales son; el agua y sales solubles e insolubles asociadas a ellas, las sólidas inorgánicas como las arenas, arcillas y orgánicas como las parafinas, asfaltenos y ácidos orgánicos que pueden generar emulsiones estables. La formación de una emulsión tiene como consecuencia el incremento en la viscosidad de la mezcla resultante y puede ser mucho mayor que la del agua y el aceite separados. Por ejemplo, al formarse una emulsión, se incrementa la viscosidad de un aceite de 50 cp, 10 a 20 veces más.

En la figura 4 se muestra cualitativamente, la relación entre la cantidad de agua presente en la fase aceite de una mezcla y la viscosidad resultante. El incremento en la viscosidad resultante es directamente proporcional a la cantidad de agua presente hasta el 50%.

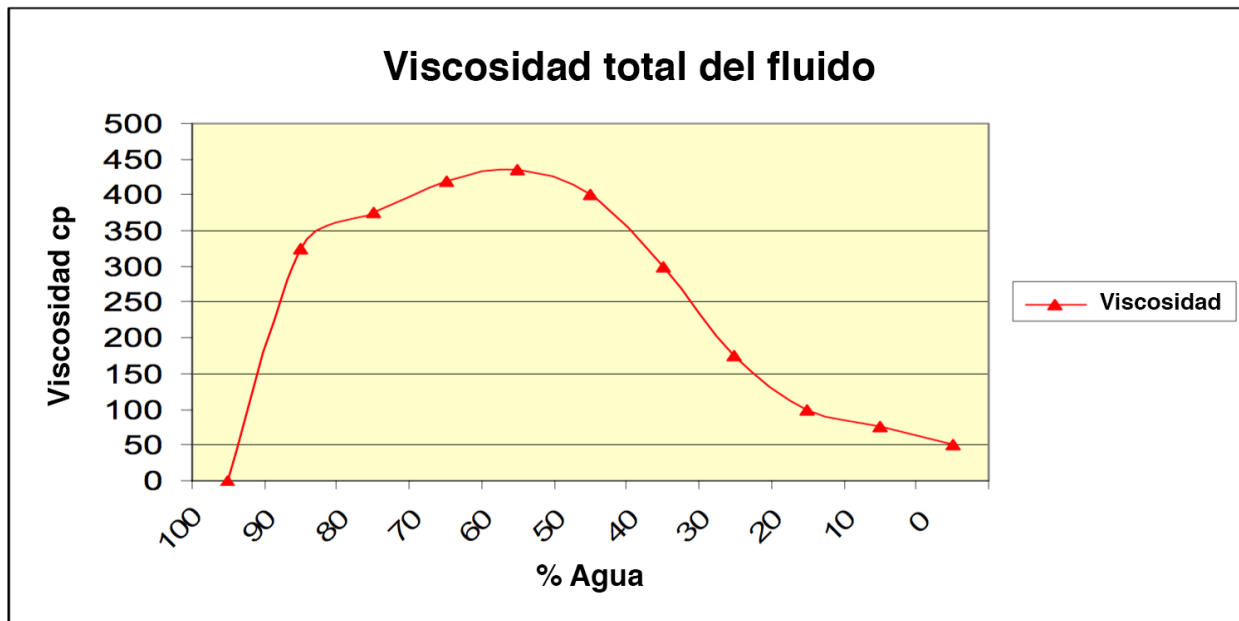


Fig. 4 Viscosidad de la emulsión vs porcentaje de agua, Mike Jackson (2007).

Las emulsiones de altas viscosidades requieren más energía para fluir en comparación con sus componentes; agua y aceite, de forma individual, lo que ocasiona una disminución de la producción en superficie. Por lo tanto, es importante resolver el problema de emulsiones y si es posible prevenir su formación con la inyección de reductores de fricción, entre otros.

Otros problemas que se presentan en las líneas de producción

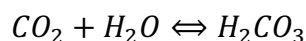
Corrosión

Es el proceso natural que convierte un metal refinado a una forma química más estable, como un óxido, hidróxido o sulfato. Esto significa una oxidación electroquímica del metal en reacción con un oxidante como el oxígeno o el sulfuro. La oxidación de un metal es un ejemplo de la

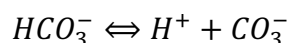
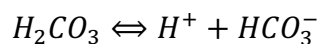
corrosión electroquímica. Este tipo de daño produce óxidos o sales del metal original, y resulta en una coloración naranja muy peculiar.

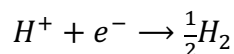
Debido a la presencia de dióxido de carbono (CO_2) y ácido sulfhídrico (H_2S) y agua disueltos, se pueden presentar problemas de corrosión e incrustaciones en el sistema de producción. La calidad del gas de inyección de BN puede potencializar los efectos de la corrosión o incrustaciones en el fondo del pozo.

Como menciona Sjöblom (2006), la corrosión del acero en agua con dióxido de carbono (CO_2) disuelto es de interés en la industria petrolera por sus aplicaciones prácticas y su gran impacto económico en el transporte de hidrocarburos. Cuando el CO_2 se disuelve en el agua, se hidrata transformándose en ácido carbónico:

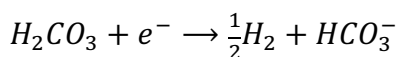


Este ácido débil, parcialmente disociado es responsable de las altas tasas de corrosión del acero. Aún no se sabe con certeza la electroquímica de la corrosión debida al CO_2 a pesar de que existen numerosos estudios al respecto. Una de las acepciones más simples es que la reacción catódica dominante es la reducción de iones de hidrógeno, donde se suplen los iones de hidrógeno por disociación del ácido carbónico:





La otra posibilidad es la reducción directa del ácido carbónico.



Formación de hidratos

Los hidratos de gas, son estructuras parecidas al hielo en donde las moléculas de agua bajo presión, forman estructuras compuestas por prisiones poliédricas que rodean a las moléculas de gas como metano o etano. Generalmente, se encuentran en abundancia en el lecho marino y ambientes como el permafrost, donde las condiciones de altas presiones y temperaturas bajas aseguran su estabilidad. El gas natural atrapado en esos depósitos, representa una fuente de energía varias veces mayor que todas las reservas de gas natural. Pueden formarse tanto en tuberías submarinas, como en tuberías de gas a nivel de tierra, por lo que representan un problema para los productores de hidrocarburos. (Shuqiang Gao, 2005).

La ilustración 3 muestra un diagrama de fase de la estabilidad de los hidratos de metano. La combinación metano-agua constituye un sólido a temperaturas bajas y presiones altas. A temperaturas más altas y presiones más bajas, el hidrato sólido se disocia en sus componentes gas y agua.

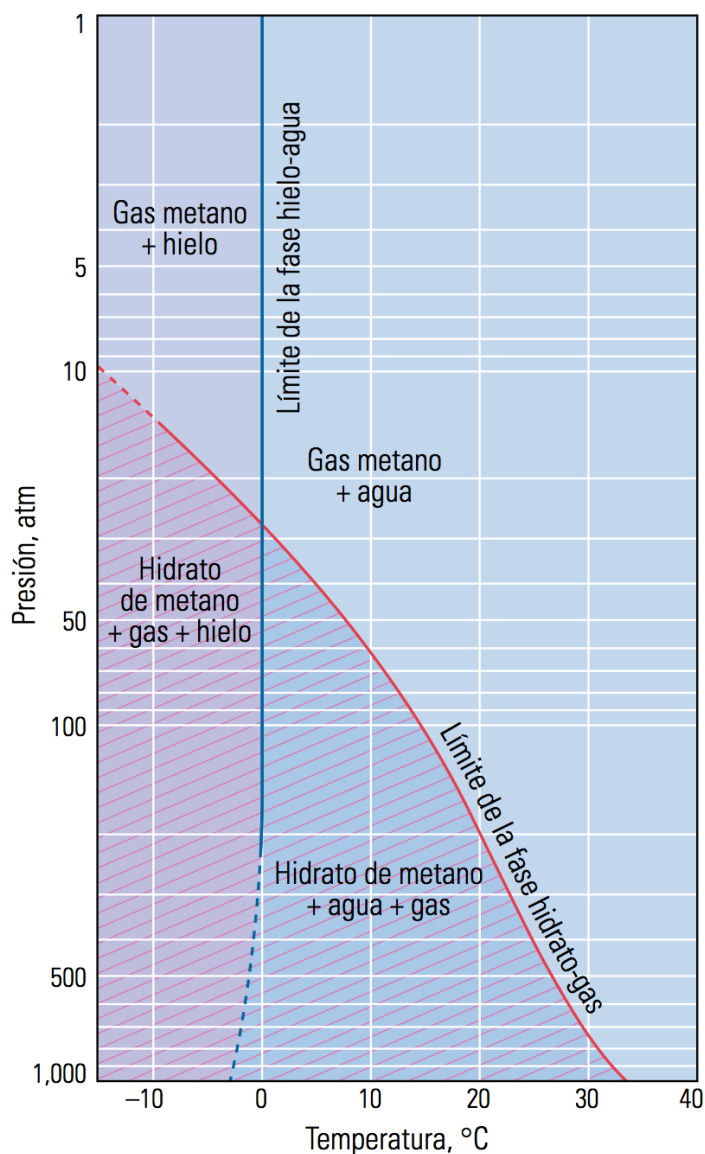


Ilustración 3 Diagrama de fase de la estabilidad de los hidratos de metano. La combinación metano-agua constituye un sólido a temperaturas bajas y presiones altas (sombreado con rayas). (Birchwood, Dai, & Shelander, 2010).

A temperaturas cercanas al punto de congelamiento del agua, los gases hidrocarburos y el agua se combinan formando sólidos semejantes al hielo. A estos sólidos se les llama hidratos de gas. Este fenómeno es de importancia para la industria petrolera ya que estos sólidos se suelen formar bajo condiciones de presión y temperatura comunes en la producción y transporte de hidrocarburos, (U.S. Geological Survey, 2009).

Los hidratos de gas se comportan como soluciones de gas en sólidos cristalinos. En la figura 5 se observa el esquema de un hidrato. Las moléculas de hidrocarburos ocupan los espacios vacíos de las retículas formadas por las moléculas de agua.



Fig. 5 Hidrato de metano y su estructura molecular. Fuente USGS 2006

En pozos costa afuera en aguas profundas, la posibilidad de que se formen hidratos está siempre presente, debido a las bajas temperaturas del agua y del lecho marino (típicamente 4°C).

Capítulo II Desarrollo del producto químico multifuncional

El diseño del producto químico multifuncional específico, se basa en las condiciones y características de cada pozo, si es marino o terrestre, si es fluyente, la cantidad y tipo de hidrocarburos e impurezas que produce, sus condiciones de P y T, sus antecedentes y su estado mecánico particular. La dosificación de producto químico varía de acuerdo con los fluidos que se van a tratar, si la emulsión es muy estable, se buscará aumentar el efecto reductor de fricción por mencionar una posibilidad. Durante la vida productiva del pozo acondicionado con un producto químico, es necesario el monitoreo constante del uso de químicos para corroborar el desempeño del producto y poder corregir a tiempo las proporciones de los aditivos, en caso de ser necesario. (Guido Poggesi, Christian Hurtevent, & David Buchart, 2002).

Un producto multifuncional necesita:

1. Enfocarse en la resolución de problemas en las líneas de producción (emulsiones, incrustaciones, corrosión, hidratos, etc.)
 2. Permanecer estable bajo condiciones de almacenamiento en el yacimiento, hasta 50 °C
 3. Tener una baja viscosidad a temperaturas de fondo de pozo, en caso de BN costa afuera (4 °C)
 4. Mantenerse compatible bajo condiciones de P y T a través del pozo (no debe formar precipitados)
-

-
5. Evitar generar problemas de compatibilidad con los sellos, o corrosión en el sistema de inyección.

Aditivo primario

Mike Jackson menciona en 2007 que los reductores de fricción son de los componentes más comunes en un producto multifuncional para la inyección de gas en BN. Una selección adecuada del aditivo primario o reductor de fricción disminuirá la viscosidad del aceite, y permitirá que el pozo produzca más fluidos sin necesidad de incrementar la presión del gas de inyección del BN.

Generalmente, los reductores de fricción consisten de 4 componentes principales:

- Base solvente

Consiste en una sustancia que suele ser derivado del petróleo con suficientes componentes pesados para prevenir un cambio de fase en condiciones de P y T previas a la inyección del gas de BN.

- Base demulsificante

Realiza el rompimiento de la emulsión en sus fases de aceite y agua.

- Material Tensoactivo

Reduce la tensión interfacial entre las dos fases permitiendo la floculación y coalescencia del fluido discontinuo.

- Solventes Mutuos

Aditivo químico soluble en fluidos base agua o aceite. Se utiliza para remover depósitos de hidrocarburos pesados y ayuda a romper las emulsiones.

Los reductores de fricción disminuyen la viscosidad de la emulsión de dos formas. En emulsiones que contienen una cantidad significativa de agua, el efecto más común del producto multifuncional es la resolución parcial o completa de la emulsión que se formó en el fondo del pozo. El rompimiento de la emulsión reduce la viscosidad total del líquido en un factor proporcional mayor de 20.

El efecto secundario de los reductores de fricción es la acción de los materiales tensoactivos. Estas moléculas actúan en la pared de la tubería reduciendo la tensión interfacial en la frontera metal/líquido. Estas moléculas lubrican y reducen la tensión superficial en el aceite (típicamente < 10–15% de contenido de agua). La porción del reductor de fricción del producto multifuncional debe ser seleccionado según las necesidades particulares de cada pozo, de acuerdo a los siguientes procedimientos de prueba.

Selección en laboratorio del reductor de fricción

Para la selección de un reductor de fricción, existen dos pruebas que se realizan principalmente. La primera es una prueba visual en la que se observa la cantidad de agua que se libera de una emulsión bajo las condiciones en el pozo con respecto al tiempo.

Procedimiento de la prueba 1

Para probar la eficiencia de un demulsificante sobre una muestra de aceite emulsificado de un pozo con BN, es necesario realizar una prueba de botella, la cual se describe a continuación:

1. Se recolecta la emulsión en la cabeza del pozo.
2. Se llenan varias botellas de 100 ml con la emulsión.
3. Se inyectan diferentes reductores de fricción en las botellas.
4. Se agitan las botellas con el uso de un agitador mecánico.
5. Se calientan las botellas en baño María a temperatura de fondo de pozo. La temperatura seleccionada es aquella donde el gas del BN se mezclaría con los fluidos producidos.
6. Se revisan las botellas cada 5 – 10 minutos y se registra la cantidad de agua que se libera de la emulsión.
7. Se dejan las botellas en baño María durante el tiempo estimado de residencia en la tubería.
8. Se registra la cantidad final de agua liberada.

En la Figura 6 se muestran los resultados de una prueba de botella. En la prueba se observa la diferencia en la cantidad de agua obtenida usando diferentes reductores de fricción. En esta prueba el reductor de fricción que mostró la mayor liberación de agua fue la botella 4.

1 2 3 4 5 6

31



Fig. 6 Procedimiento de prueba 1 con reductores de fricción. (Mike Jackson ,2007).

Procedimiento de la prueba 2

La segunda prueba mide directamente la viscosidad resultante bajo las condiciones en el fondo del pozo.

1. Se mide la viscosidad de la emulsión mediante el uso de un viscosímetro computarizado.
(Figura 7)
 2. Se realiza la primera prueba de viscosidad en la emulsión sin tratar. El rango de temperatura seleccionado abarca desde el fondo hasta la cabeza del pozo.
 3. Los mejores productos de la prueba 1 se añaden a la muestra de aceite, se mezclan y se registra su viscosidad.
-

4. Se comparan los resultados y se selecciona el producto con la menor viscosidad a través del rango de temperaturas.



Fig. 7 Viscosímetro computarizado. (Mike Jackson, 2007).

Los resultados de las emulsiones tratadas y sin tratar se muestran en la Figura 8. Como se observa, el uso de reductores de fricción disminuye considerablemente la viscosidad del aceite en el rango de temperatura de la prueba. El factor de la reducción de fricción en esta prueba fue aproximadamente de 60.

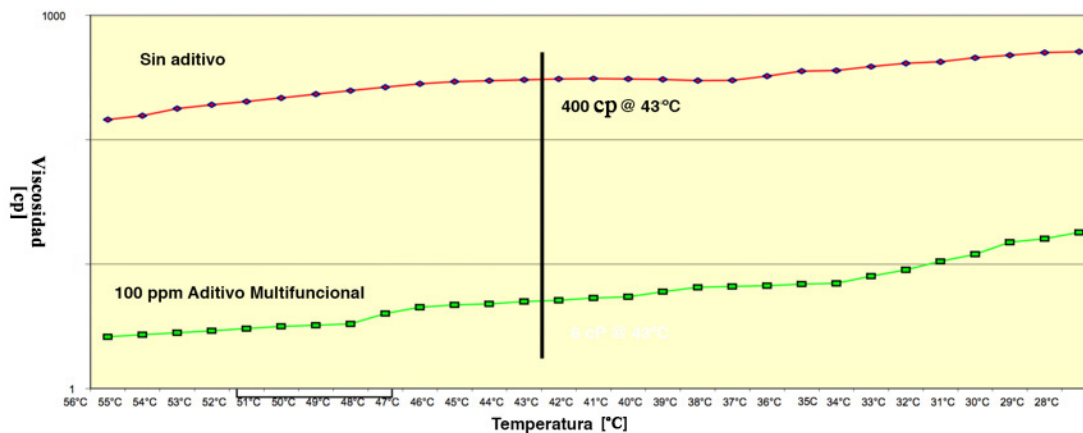


Fig. 8 Gráfica de viscosidad vs temperatura en muestra original y con aditivo. (Mike Jackson, 2007).

Otros métodos de prueba

Existen varios métodos de selección para solucionar otros problemas en fondo de pozo que pueden ocurrir. Generalmente, los productos que serán probados para incrustaciones y corrosión son seleccionados con base a sus solubilidades y al hecho de que necesitan ser combinados posteriormente con otros materiales. Usualmente, se seleccionan los productos con amplios rangos de solubilidad, como la primera opción en las pruebas.

Corrosión

La prueba más común para proyectar los posibles componentes es la prueba de polarización lineal (“linear polarization test”, LPR). Dependiendo de las velocidades de fondo, puede ser utilizado el cilindro de electrodo rotatorio (“rotating cylinder electrode”, RCE) o bien un cilindro autoclave rotatorio.

En la figura 9 se representa un cilindro de electrodo rotatorio, o por sus siglas en Inglés RCE.

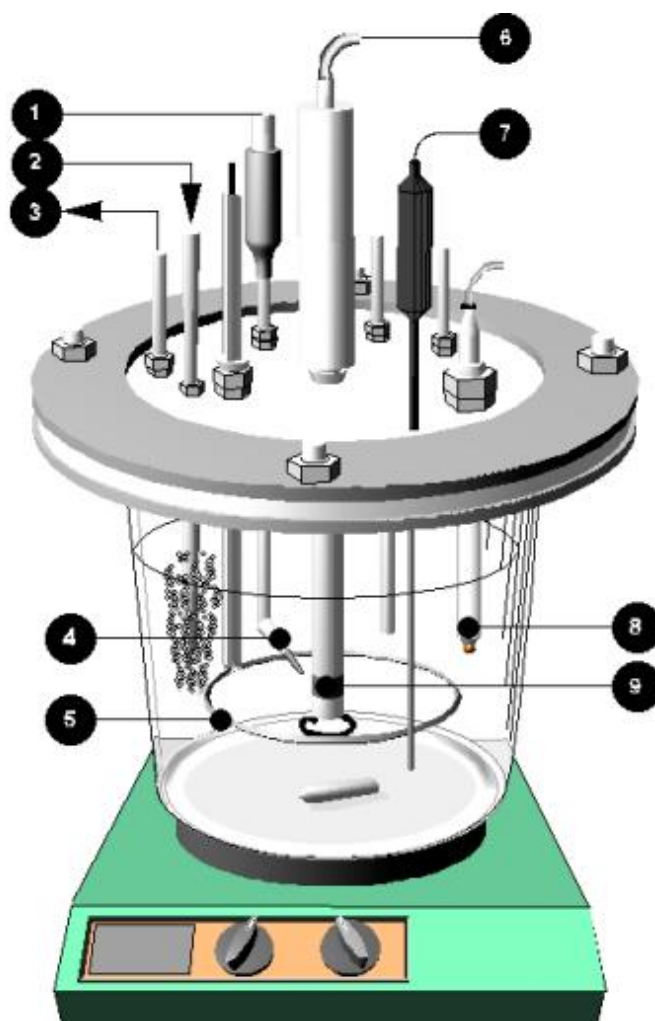


Fig. 9 Cilindro de electrodo rotatorio: 1.- Electrodo de referencia, 2.- Entrada de gas, 3.- Salida de gas, 4.- Tubo capilar, 5.- Electrodo de platino, 6.- Cilindro rotatorio, 7.- Sensor de temperatura, 8.- Electrodo medidor de pH, 9.- Electrodo de trabajo

Fuente: <http://www.jcse.org/volume1/paper3/v1p3.php?commentmode=2>

En la figura 10 se esquematizan los componentes de un cilindro autoclave rotatorio.

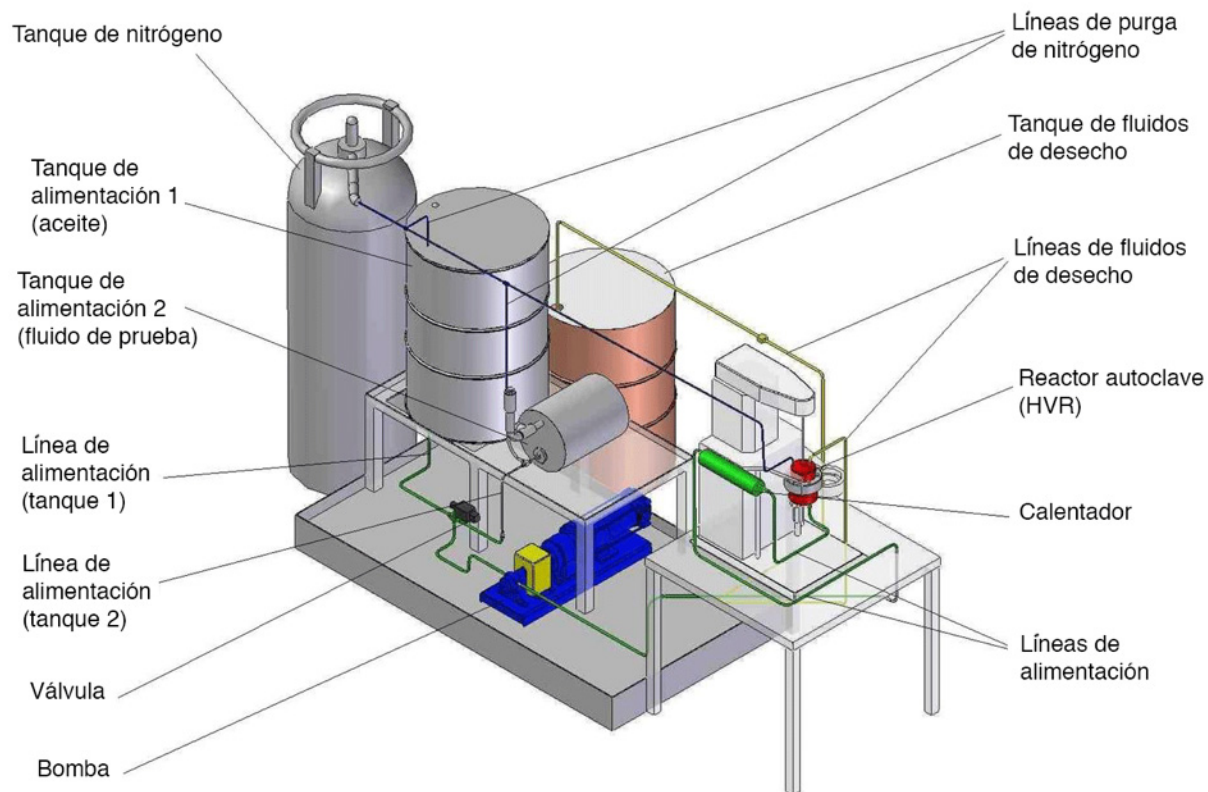


Fig. 10 Cilindro Autoclave Rotatorio. Fuente: <http://www.icmt.ohio.edu/facilities/napacid.asp>

Incrustaciones

Para la selección de un inhibidor de incrustaciones, el ciclo de incrustaciones dinámico “Dynamic Scale Loop” (DSL) es el método preferido. Este método utiliza condiciones de presión y temperatura del campo para replicar el proceso de incrustación en el pozo mediante pequeños capilares que pasan a través de baño María. Así las incrustaciones se forman en el capilar y la

presión diferencial en el equipo incrementa, indicando la formación de incrustaciones. Se añaden los posibles inhibidores de incrustaciones a varios niveles hasta que no se incremente la presión, se revisan los niveles de las incrustaciones. Este nivel de control de incrustaciones es conocido como la dosis mínima efectiva (“minimum effective dosage”, MED). En la figura 11 se muestra el aparato SCALEVAL, utilizado para este proceso, (Mike Jackson, 2007).

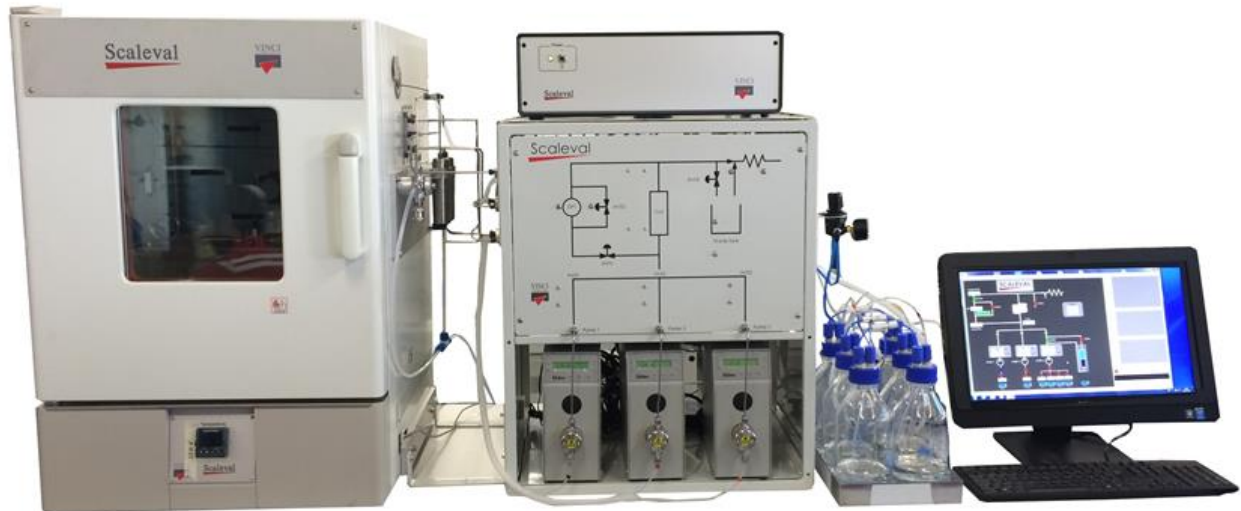


Fig. 11 Aparato SCALEVAL utilizado para el DSL. Fuente. <http://www.vindum.com/product-detail/dynamic-scale-loop/>

Capítulo III Compatibilidad de los aditivos químicos

Una vez que se han realizado las diversas pruebas y seleccionado los productos por separado, se deben combinar y formar un sólo producto químico multifuncional estable. En algunos casos los productos son preseleccionados con base a su facilidad de mezclarse con otros materiales.

Cómo sustenta Mike Jackson en 2007, en el producto multifuncional final se encuentran en equilibrio diversos químicos con diferentes preferencias de solubilidad. Los solventes mutuos son utilizados como parte de la solución, como el butilglicol, etilenglicol, metanol, alcohol isopropílico y en algunos casos estos son mezclados con solventes orgánicos como son el xileno, solventes aromáticos con punto de flasheo alto, queroseno o tolueno. El ajuste de pH y la formación de sales es otra técnica que puede ser utilizada para ayudar a la solubilización de los productos químicos. El orden de mezclado durante este proceso de creación del producto multifuncional es también muy importante. La inyección de un producto multifuncional en el campo puede realizarse a través de:

1. Inyección de BN (la más común)
2. Capilares en Bombas Eléctricas Sumergibles (ESP)
3. TR en pozos de bombeo

Una vez que el producto multifuncional final ha sido seleccionado utilizando las pruebas anteriores, también se debe probar su compatibilidad y estabilidad para utilizarse en la inyección

a través del BN antes de su aplicación en el campo. A continuación, se describen las pruebas que se recomienda realizar.

Compatibilidad del elastómero

Una parte importante del aseguramiento de flujo consiste en asegurarse que los productos químicos inyectados no dañarán ciertos elementos sensibles del sistema de producción en mayor o menor medida, por lo que es necesario realizar pruebas antes de la inyección.

Para confirmar que el producto multifuncional puede ser inyectado a través del BN sin causar daño a los sellos, a las bombas de químicos o en las válvulas de inyección de fondo, se realizan pruebas de compatibilidad entre los químicos seleccionados, el elastómero de las juntas y las tuberías. (Mike Jackson (2007)).

La prueba de compatibilidad que se realiza más comúnmente consiste en tomar muestras de los diversos elastómeros que estarán en contacto con el producto multifuncional, se seccionan o dividen en trozos pequeños, se pesan y se registran sus dimensiones con un calibrador. Posteriormente, se introducen los diferentes elastómeros en el producto multifuncional permaneciendo en contacto por 28 días, como se muestra en la figura 12. Después del tiempo en contacto, las muestras son pesadas de nuevo, redimensionadas y clasificadas de acuerdo con la tabla 1.

Con base en los resultados obtenidos en la prueba se busca que el producto químico tenga una buena compatibilidad con los elastómeros, esto es, que el elastómero tenga poca o nula deformación o una deformación menor. Asegurando el buen desempeño del producto químico para con los sellos, bombas de químicos y válvulas de inyección de fondo.

| Cambio Volumétrico en 28 días | Descripción de resistencia |
|-------------------------------|--------------------------------------|
| <10% | Excelente, poca o nula deformación |
| <20% | Buena resistencia, deformación menor |
| <40% | Resistencia química limitada |
| >40% | Alta deformación, no se recomienda |

Tabla 1 Relación del cambio volumétrico contra la resistencia a la deformación de los elastómeros.

| Tipo de elastómero | Producto A | | | Producto B | | |
|--------------------|------------------|---------------------|------------------|------------------|---------------------|------------------|
| | % Cambio de área | % Cambio de volumen | % Cambio de peso | % Cambio de área | % Cambio de volumen | % Cambio de peso |
| PTFE | 0.4 | <0.1 | <0.1 | 0.3 | <0.1 | <0.1 |
| Peek | 0.1 | -2.6 | <0.1 | <0.1 | -1.8 | <0.1 |
| Viton A | 0.6 | 2.8 | 1.3 | 0.4 | 1.9 | 0.9 |
| Neoprene | -2.8 | -1.4 | <0.1 | -2.0 | -1.0 | <0.1 |
| Nitrile | 0.3 | 0.3 | 1.9 | 0.2 | 0.2 | 1.3 |
| HDPE | <0.1 | 7.0 | 0.2 | <0.1 | 4.9 | 0.2 |
| Nylon 11 | 1.3 | 0.5 | 1.9 | 0.9 | 0.4 | 1.3 |




Fig. 12 Test de compatibilidad del elastómero. (Mike Jackson ,2007).

Compatibilidad del metal

Para la realización adecuada de la prueba, se toman muestras de metal que estarán en contacto con el producto multifuncional desde la bomba de inyección hasta el fondo del pozo. Las muestras de metal se cortan, limpian y pesan, se sumergen en el producto multifuncional y permanecen en contacto por 2 días. Después de este periodo, se vuelven a pesar las muestras y se calcula la tasa de corrosión, normalmente en *mpy* (milésimos de pulgada por año). Esta relación de corrosión se obtiene con la siguiente fórmula:

$$(RC) = \frac{\text{Masa perdida (g)} * K}{\text{Densidad del metal} \left(\frac{\text{g}}{\text{cm}^3}\right) * \text{Área expuesta(A)} * \text{Tiempo de exposición (hr)}}$$

En la tabla 2 se muestran los factores a utilizar dependiendo de la unidad de relación de corrosión deseada:

| Unidad de relación de corrosión deseada (CR) | Unidad de Área (A) | Factor - K |
|---|---------------------------|------------------------|
| mils/año (mpy) | plg ² | 5.34 x 10 ⁵ |
| mils/año (mpy) | cm ² | 3.45 x 10 ⁶ |
| milímetros/año (mmy) | cm ² | 8.76 x 10 ⁴ |

Tabla 2 Factores de conversión para unidades de corrosión

Es necesario realizar una inspección visual en busca de picaduras, en la figura 13 se muestran los resultados de una prueba típica de corrosión.



Fig. 13 Test de compatibilidad del metal. (Mike Jackson, 2007).

Medición de la viscosidad

Cualquier producto químico inyectado costa afuera muy probablemente tendrá una disminución de su temperatura hasta 4 °C, aproximadamente. Esto significa que los productos seleccionados necesitan permanecer fluidos a estas temperaturas. Es importante trazar una curva del comportamiento de la viscosidad respecto a la temperatura, en un rango de 35 °C – 4 °C. Todos los productos multifuncionales recomendados para la inyección del gas y del producto a través del BN costa afuera se deben probar con este método. En la Figura 14 se muestra una curva típica de un producto multifuncional.

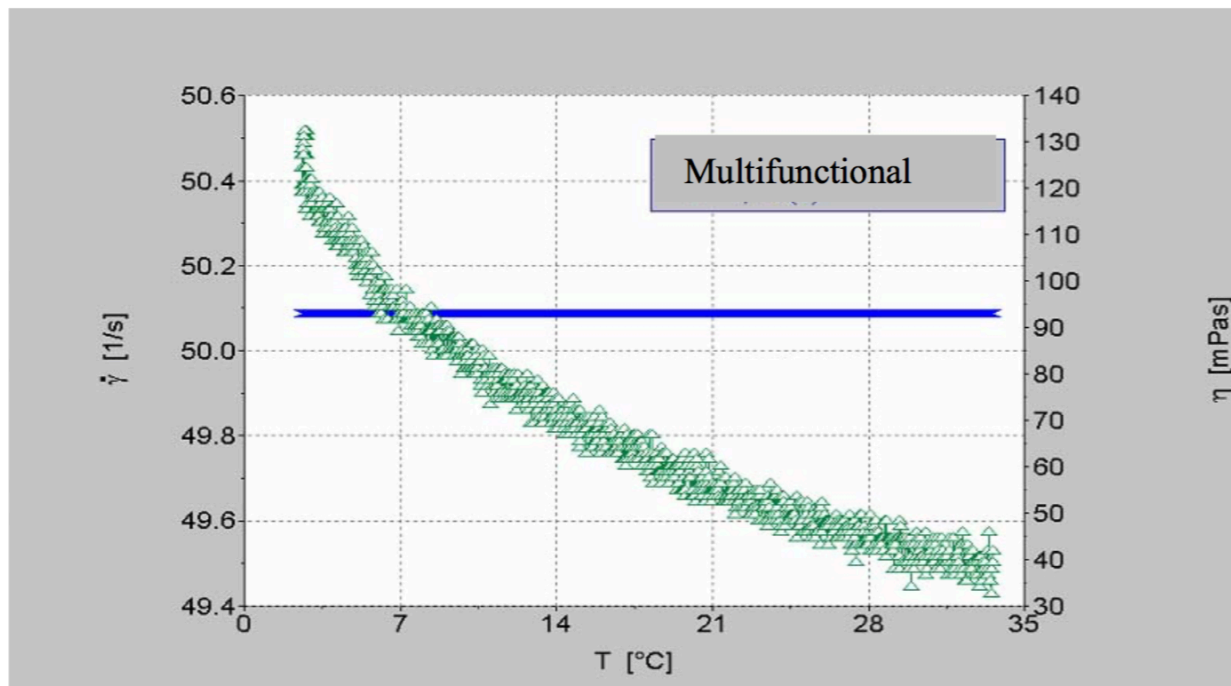


Fig. 14 Curva de viscosidad de un producto multifuncional. (Mike Jackson, 2007)

Prueba física de estabilidad del producto multifuncional

Para asegurar que el producto multifuncional se mantenga estable bajo condiciones de almacenamiento en altas como a bajas temperaturas, se prueba el producto en un dispositivo de estrés cíclico calor-frío. Se coloca el producto en un refrigerador a 4 °C por un día y, posteriormente se calienta a 50 °C por un día. Se repite el ciclo por 8 días para confirmar que el producto no se separa ni se pone turbio.

Estabilidad del Bombeo Neumático

Una de las pruebas de compatibilidad más importantes para la inyección del gas a través del BN es la prueba de depósitos a alta temperatura “gunking”. Esta prueba confirma la estabilidad física del producto químico multifuncional bajo las condiciones de un pozo con BN. Se realiza con un equipo de prueba especial que hace pasar gas a alta temperatura a través de una placa de orificio.

Es esencial que ninguno de los productos químicos seleccionados para emplearse en el BN genere depósitos durante el proceso de inyección. Para asegurar el flujo en la inyección de los químicos por BN a condiciones de campo, se hacen pasar los productos a través de un sistema de inyección de gas de BN de alta presión y temperatura, diseñado en laboratorio. Se realizan las pruebas a condiciones dinámicas como se muestra en la tabla 3.

| Parámetro de prueba | Valor |
|----------------------------|-------------|
| Presión | 50 bar |
| Temperatura | Hasta 96 °C |
| Composición del gas | Nitrógeno |
| Gasto del gas de inyección | 15 L/min |
| Gasto del líquido | 1.5 mL/min |
| Duración de la prueba | 3 h |

Tabla 3 Condiciones dinámicas de prueba "Gunking"

En la Figura 15 se muestran los aparatos utilizados para la prueba de estabilidad.



Fig. 15 Equipo de prueba de estabilidad en BN, Mike Jackson (2007).

En la figura 16 se muestra la gráfica de presión contra tiempo de la prueba de estabilidad de un producto que no genera depósitos.

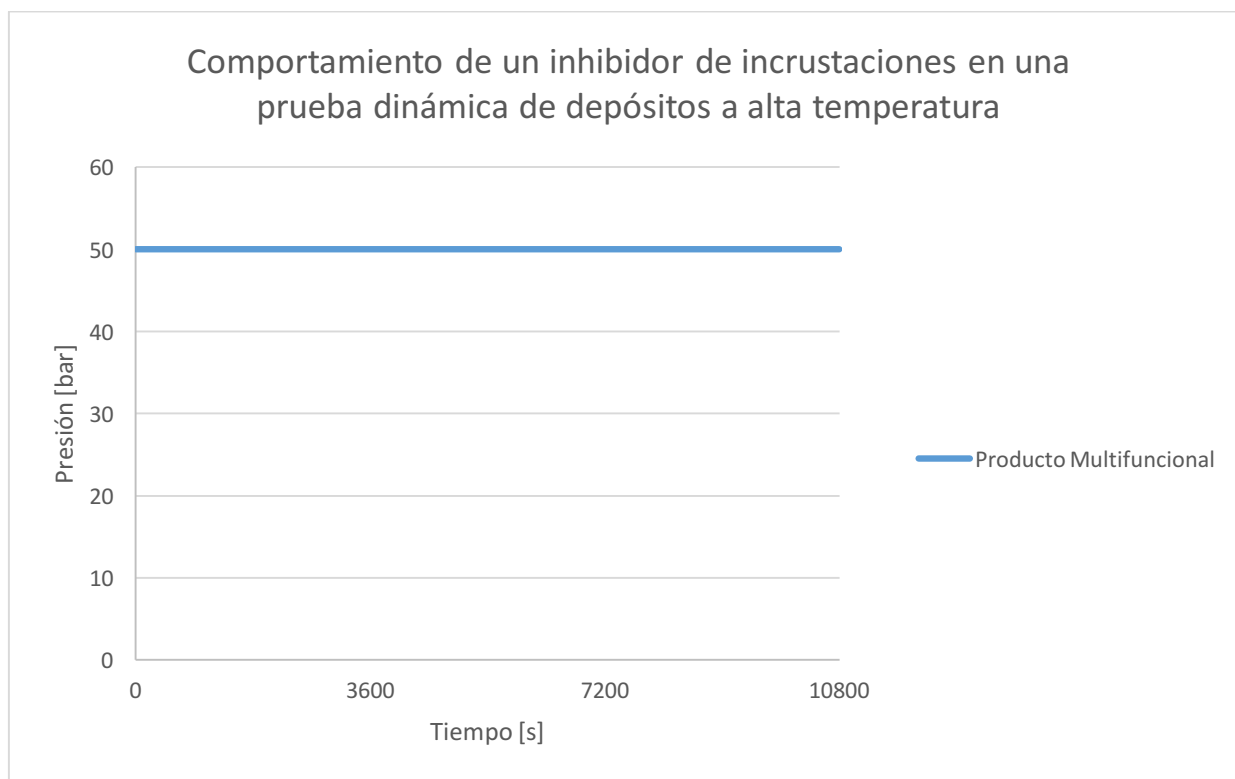


Fig. 16 Gráfica de presión contra temperatura de una prueba de depósitos a alta temperatura. Basado en esquema de Mike Jackson (2007).

La importancia de las pruebas de compatibilidad no debe menospreciarse ya que es uno de los factores más importantes para el desarrollo de un producto químico multifuncional confiable y eficiente. La carencia de una correcta y extensiva aplicación de estas pruebas en el producto químico multifuncional puede provocar problemas no previstos a corto y mediano plazo en el sistema de producción como corrosión prematura en las tuberías o daño en los sellos debido a una mala caracterización del producto. Estos problemas se traducen en operaciones de remediación que conllevan un impacto técnico, logístico y por ende económico.

Capítulo IV Pruebas de campo realizadas y resultados

Brasil costa afuera

Para ayudar a reducir la viscosidad de la emulsión en pozos costa afuera en Brasil, se han desarrollado productos multifuncionales para su inyección en BN, controlar la corrosión en el fondo del pozo e inhibir la formación de hidratos. Estos productos han sido inyectados costa afuera por más de 5 años.

Caso histórico 1- Brasil costa afuera

En el caso 1, un pozo costa afuera en Brasil que producía fluidos altamente viscosos asistido con un Sistema Artificial de Producción de Bombeo Neumático, requería grandes volúmenes de gas de inyección para producir. El fluido producido llegaba a la plataforma como una emulsión estable sin agua libre presente y con una relación agua-aceite de 54%. Las condiciones del pozo eran las siguientes:

| | |
|----------------------------|---------------------------|
| Gasto de producción total: | 603.84 BPD |
| Producción de aceite: | 277.76 BPD |
| Producción de agua: | 326.07 BPD |
| Tipo de cabezal de pozo: | Remoto, submarino, húmedo |

Profundidad desde la plataforma: 5000 m
Temperatura en la cabeza del pozo: 190 °C
Tirante de agua: 116 m
Gasto de inyección de gas de BN: 1.356 mmpcd
No incluye la presión del gas de inyección

Resultados

El producto multifuncional fue desarrollado con pruebas de laboratorio en Macau, Brasil; se le incorporó el reductor de fricción, inhibidor de hidratos e inhibidor de corrosión y dio como resultados:

- La inyección del producto multifuncional incrementó 4 veces la producción.
 - No se observó formación de hidratos ni corrosión en los meses siguientes.
 - La cantidad de gas de inyección también fue reducida.
 - Se ha estimado la producción acumulada de aceite, debido a la inyección del producto, en 365,000 bl/año.
-

Caso histórico 2- Brasil costa afuera

Un pozo costa afuera asistido con un Sistema Artificial de Producción de Bombeo Neumático, producía fluidos altamente viscosos, con una relación agua aceite de 50%. Para el cual se desarrolló un producto multifuncional.

Datos del pozo

- Tipo de plataforma: Plataforma fija de cuatro piernas
- Tirante de agua: 142 m
- Tipo de pozo: Remoto, submarino, producido a través de BN
- Profundidad desde la plataforma: 3355 m
- Punto de inyección del producto químico: En la línea de gas de inyección de BN al pozo

Resultados

| | Antes del tratamiento | Después del tratamiento |
|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Volumen de Gas de BN | 6.125 mmpcd | 3.789 mmpcd |
| Producción Bruta | 5.07 mbpd | 7.17 mbpd |
| Agua y sedimentos (BSW) | 65% | 73% |
| Agua libre | 4% | 72% |
| Producción de aceite | 282 m ³ /día | 308 m ³ /día |
| Temperatura | 36 °C | 36 °C |

Conclusiones

1.- Los productos multifuncionales necesitan pasar por extensas pruebas de compatibilidad en el laboratorio antes de ser inyectadas en el pozo. Es imperativo que se realice esto para evitar precipitaciones o daño de los equipos de fondo.

2.- La aplicación de los productos multifuncionales a través del BN costa afuera en Brasil produjo los siguientes beneficios:

1. Incremento en la producción de aceite en ambos pozos.
2. Aumento de la eficiencia para separar el aceite del agua en superficie.
3. Mejoramiento en los niveles de aceite en el agua de a bordo.
4. Reducción en los niveles de corrosión de los fluidos producidos.
5. Disminución del volumen de gas de BN inyectado.

3.- Los productos multifuncionales inyectados vía BN contienen reductores de fricción que incrementan la producción de aceite.

4.- Ciertas mezclas específicas de productos multifuncionales pueden controlar problemas de corrosión, incrustaciones, ácido sulfhídrico y formación de hidratos.

5.- Los productos multifuncionales reducen la necesidad de tener diferentes puntos de inyección, lo que resulta particularmente útil en aplicaciones costa afuera donde el espacio abordo es limitado.

6.- En ambos casos no se reportan los rangos de la presión del gas de inyección.

7.- No reportan si el SAP de BN es intermitente o continuo.

8.- Para aplicaciones específicas en pozos de México, es necesario realizar pruebas de botella, después pruebas de campo, y seleccionar los productos químicos multifuncionales que generan mayor eficiencia y mejora en la producción de los pozos.

Bibliografía

- Bansbach, P. L. (1970). The How and Why of Emulsions,. *Oil and Gas Journal* .
- Binks, B. (2009). Effects of temperature on water-in-oil emulsions stabilised solely by wax microparticles. *Journal of Colloid And Interface Science* , 3.
- Birchwood, R., Dai, J., & Shelander, D. (2010). Desarrollos en hidratos de gas. *Oilfield Review Primavera 2010* , 1.
- Bradley, H. B. (1992). *Petroleum Engineering Handbook*. Richardson, TX, U.S.A: SPE.
- David L. Lagerlef, S. T. (1995). Downhole Emulsion Breaker Injection into the Lift Gas Stream. *SPE* .
- Forero, G., McFadyen, K., Turner, R., Waring, B., & Steenken, E. (1993). *Artificial Lift Manual Part 2A*. The Hague: SHELL INTERNATIONALE PETROLEUM MAATSCHAPPIJ B.V.
- G Poggesi, C. H.-L. (2001). Scale Inhibitor Injection via the Gas Lift in High Temperature Block 3 Fields in Angola. *SPE* .
- Guido Poggesi, R., Christian Hurtevent, T., & David Buchart, R. (2002). Multifunctional Chemicals for West African Deep Offshore fields. *SPE Paper 74649* .
- Gómez Cabrera, J. A. (1986). *Apuntes de Manejo de la Producción en la Superficie*. México: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.
- Kokal, S. (2005). Crude-Oil Emulsions: A State-Of-The-Art Review. *SPE* , 1-2.
- Mike Jackson, C. O. (2007). The Injection of Multifunctional Chemicals via Gas Lift Increases Oil Production. *SPE 108780* .
- Rosen, M., & Kunjappu, J. (2012). *Surfactants and interfacial phenomena*. New Jersey: WILEY.
- Shuqiang Gao, W. H. (2005). NMR/MRI Study of Clathrate Hydrate Mechanisms. *J. Phys. Chem. B* , 1-4.
- Sjöblom, J. (2006). *Emulsions and Emulsion Stability*. Universitetet i Bergen, Bergen, Norway: Taylor & Francis Group.
- U.S. Geological Survey. (31 de 08 de 2009). *USGS*. Recuperado el 10 de 12 de 2016, de Gas Hydrate: What is it?: <https://web.archive.org/web/20120614141539/http://woodshole.er.usgs.gov/project-pages/hydrates/what.html>
-