



EVALUACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE FLUIDOS DE LÍNEA VERDE PARA ESTIMULACIÓN DE POZOS EN YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS. CASO DE ESTUDIO EN CAMPO COLOMBIANO

Manuel Jaimes, Ecopetrol S.A, manuel.jaimes@ecopetrol.com.co;
Javier Quintana, Ecopetrol S.A, javier.quintana@ecopetrol.com.co;
Jairo Pedraza, Ecopetrol S.A, jairo.pedraza@ecopetrol.com.co;
Edgar Mora, Ecopetrol S.A. edgar.mora@ecopetrol.com.co
Heberth Ferneyes, consultor independiente, hferneyes@yahoo.com

Palabras claves

Línea verde, rápidamente biodegradable, menor impacto, salud y ambiente, workover, fluidos de estimulación y workover, alteración de humectabilidad, bloqueo por agua, daño de formación

Resumen

Actualmente la atención de industria se centra en las reservas de crudo pesado, teniendo en cuenta que las reservas de crudo liviano son cada vez más escasas. Colombia tiene un gran potencial de crudo pesado, actualmente el 60% de la producción nacional está asociada a este tipo de recurso.

La producción de crudo pesado no es fácil, la alta viscosidad origina una baja movilidad del mismo y una temprana producción de agua en yacimientos con acuíferos activos.

La estimulación matricial de pozos permite modificar las curvas de permeabilidad relativa (alteración de humectabilidad), lo cual mejora la movilidad de estos crudos y disminuye la producción de agua. Adicionalmente el uso de salmueras de workover y/o control de pozo a las cuales se les ha adicionado un Surfactante apropiado, evita la generación de daño por emulsiones y bloqueo por agua.

Los métodos de estimulación convencionales son costosos y su efecto no dura, lo cual limita su uso. Adicionalmente el uso de los químicos convencionales (Líneas Roja) causa efectos negativos sobre la salud y el medio ambiente.

Por lo anterior, se diseñaron varias formulaciones de fluidos de estimulación y salmueras de workover con Surfactantes y solventes mutuales de línea verde, los cuales son de menor impacto ambiental y de menor riesgo para la salud y vida del ser humano, si se comparan con los productos tradicionalmente usados. Adicionalmente, los productos verdes son rápidamente biodegradables, lo cual evita la permanencia de los aditivos por largo tiempo en el medio ambiente.

El Solvente Mutuo verde formulado y probado en laboratorio, es la primera vez que se usa dentro de trabajos de estimulación, en remplazo de los solventes mutuales tradicionales base Etilen Glicol Monobutil Éter, el cual origina efectos negativos sobre la salud del ser humano..

Con lo anterior se quiere aportar soluciones técnicas con el fin de apalancar la sostenibilidad empresarial que busca la industria petrolera en materia de gestión ambiental.

Las formulaciones con productos de línea verde se evaluaron a nivel de laboratorio y en pozos de los campos Yarigui-Cantagallo y Suria en Colombia y presentaron excelentes resultados en la alteración de la humectabilidad hacia una mayor tendencia al agua, al igual que en el desempeño de salmueras de workover, las cuales no generaron daño de formación.

Abstract

At present, the industry's attention is focused on the reserves of heavy crude oil, taking into account that the reserves of light crude oil are increasingly scarce. Colombia has a great potential for heavy crude, currently 60% of national production is associated with this type of resource.

The production of heavy crude oil is not easy, the high viscosity causes a low mobility of the same and an early production of water in reservoirs with active aquifers.

The matrix stimulation of wells allows to modify the relative permeability curves (alteration of wettability), which improves the mobility of these crude oils and decreases the production of water. Additionally the use of optimal completion brines and / or well control avoids the generation of damage by emulsions and blockage by water.

Conventional stimulation methods are expensive and their effect does not last, which limits their use. Additionally, the use of conventional chemicals (Red Line) causes negative effects on health and the environment.

Due to the above, several formulations of stimulation fluids and completion brines were designed with surfactants and mutual solvents of green line, which are of lower environmental impact and of lower risk for the health and life of the human being, when compared with the traditionally used products. In addition, green products are rapidly biodegradable, which prevents the permanence of additives for a long time in the environment.

The green mutual solvent is the first time that it is used in stimulation works and brines of completion, in replacement of the traditional mutual solvents base Ethylene Glycol Monobutyl Ether that cause negative effects on the health of the human being and the environment.

With the above, we want to contribute a grain of sand to leverage the business sustainability that the oil industry seeks in terms of environmental management.

The formulations with green line products were evaluated at the laboratory and wells level of the Yarigui-Cantagallo and Suria fields in Colombia and presented excellent results in the alteration of wettability towards a greater water tendency, as well as in the performance of brines of completion which did not generate training damage.

Introducción

La preocupación por el medio ambiente es de vieja data en la historia de la humanidad y las poblaciones indígenas son reconocidas por su buena relación con el medio ambiente, sin embargo es en el año de 1949, durante la Conferencia en Naciones Unidas sobre la Conservación y Uso de Recursos, cuando se dejó manifiesta oficialmente la preocupación por el medio ambiente. (1,2)

La facultad de algunos materiales de ser descompuestos en elementos más simples por acción de agentes biológicos, se ha denominado biodegradabilidad. Para efectos prácticos un producto químico debe ser Fácilmente Biodegradable (Readily biodegradable).

Hay que entender la importancia del uso y desarrollo de productos biodegradables en la vida diaria y en los procesos industriales; esta es la principal característica de las empresas socialmente responsables y para estar acordes con esta necesidad actual es que se deben enfocar esfuerzos hacia este fin. El compromiso diario de estas empresas es concentrar todo su potencial en innovar en la creación de este tipo de productos pensando no sólo en el mejoramiento de los procesos industriales, sino también, principalmente, en el medio ambiente y el uso responsable del planeta.

Cabe aclarar que la biodegradabilidad de los materiales depende de su estructura física y química, algunos como el vidrio no pueden ser biodegradados. Aunque se suele decir que un material no es biodegradable cuando el tiempo necesario para que los organismos lo descompongan es extremadamente largo, o supera la capacidad de los organismos para procesarlo, como pasa con el

plástico y el aluminio. Hoy en día muchas cosas se fabrican con agentes biodegradables, lo cual contribuye enormemente a ayudar a bajar los índices de contaminación y a cuidar el medio ambiente. Dentro de la Industria Petrolera Internacional también se han hecho esfuerzos en la búsqueda de alternativas tendientes a disminuir el impacto negativo de las operaciones (well control, solvent stimulation, acid stimulation, hydraulic fracturing) y de los aditivos que se usan en las operaciones en mención, entre ellos podemos mencionar: Inhibidores de Incrustaciones, Inhibidores de Corrosión, Solventes y Surfactantes. (3,4,5,6,7,8,9,10,11).

Las reservas de crudo liviano son cada vez más escasas y cada día hay nuevos descubrimientos de crudo pesado. El petróleo pesado, el extra pesado y el bitumen representan aproximadamente el 70% de los recursos petroleros totales del mundo (Figura 1), los cuales oscilan entre 9 y 13 billones de barriles, lo que centra la atención de la industria en este tipo de hidrocarburo, especialmente cuando el precio del aceite permite que estos crudos pesados sean atractivos para las compañías petroleras. Se espera que la producción mundial de crudo pesado aumente entre 2 y 3 millones de barriles por día, lo que representa un crecimiento del 44% en los próximos 10 años.

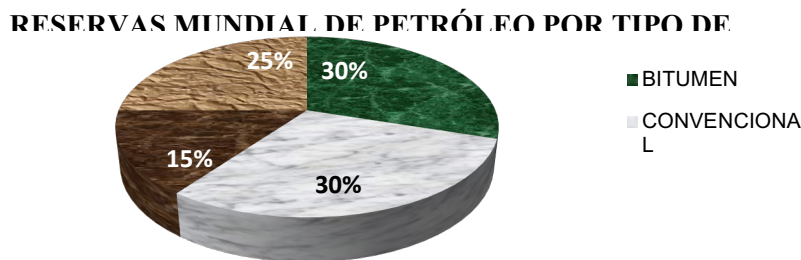


Fig. 1. - Distribución de reservas mundial petróleo por tipo de crudo

En la producción de crudo pesado, uno de los principales problemas a nivel del medio poroso es el daño de formación por alteración de humectabilidad y el bloqueo por agua y emulsiones. Entre las causas están: usar aditivos que alteran la humectabilidad del medio poroso y/o que son incompatibles con los fluidos de formación. Para la mitigación de los daños anteriores a nivel del medio poroso, se utilizan diferentes tratamientos, los cuales deben ser evaluados a nivel de laboratorio con el protocolo adecuado para garantizar su eficiencia y eficacia.

En Colombia hay 7 cuencas de hidrocarburos (ver **Figura 2**): Caguan - Putumayo, Catatumbo,



Fig. 2. - Cuencas de Hidrocarburos en Colombia

Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Inferior, Medio y Superior del Magdalena, en los cuales hay diferentes tipos de crudos que varían desde 63 ° API (Campo Cerro Gordo), a 0,92 ° API (campo Valdivia-Almagro), pero el petróleo es mayormente pesado y extra pesado, entre 13 y 10 grados API, y más del 60% de las áreas con prospectividad tienen esa característica.

Campo de estudio:

Colombia tiene un gran potencial en crudo pesado, especialmente en la Cuenca de los Llanos Orientales y en el Valle del Magdalena Medio, además de los posibles recursos aún no cuantificados, que requieren prestar especial atención a las características de esos crudos, las limitaciones, los costos comparativos y los mercados. Por lo tanto, en los últimos años se han ido desarrollando reservas de crudo pesado, principalmente en la cuenca de los Llanos Orientales y Magdalena Medio, y actualmente la producción de crudo pesado corresponde al 60% de la producción nacional. (Figura 3.).

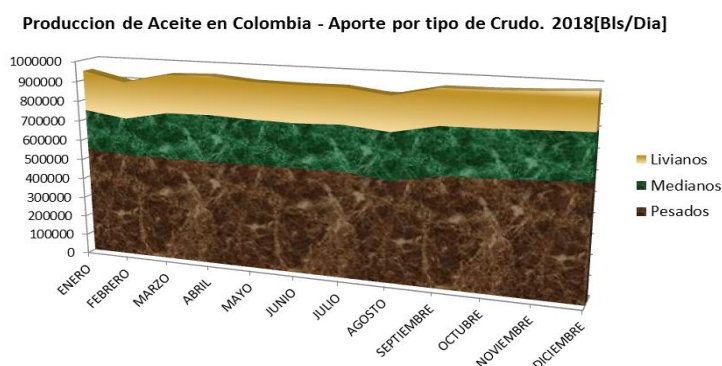


Fig. 3. -Producción en Colombia por tipo de crudo, 2018.

El presente estudio se centró en: *Selección de tratamientos óptimos de estimulación utilizando aditivos de línea verde que permitan mitigar el daño de formación por alteración de la humectabilidad y bloqueo por emulsiones y que al mismo tiempo permitan mitigar el efecto sobre el medio ambiente y la salud.* . Para llevar a cabo este trabajo se seleccionó como estudio el campo Yarigui-Cantagallo, ubicado en la cuenca de Magdalena Medio en Colombia.

El Campo Yarigúí – Cantagallo, se encuentra localizado hacia la parte central del flanco Occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en los límites de los Departamentos de Santander y Bolívar; a la altura de los municipios de Puerto Wilches (Santander) y Cantagallo (Bolívar), con una extensión aproximada de 14 km², 7 Km de largo por 2 Km de ancho.

El campo fue descubierto en el año de 1943 con el pozo CG-02, y continua en desarrollo donde se ha perforado un total de 197 pozos productores y 40 inyectores donde actualmente se produce 19.500 barriles de petróleo y se inyectan 70.000 barriles de agua, como método de recuperación secundaria de una mezcla de agua producción y captación. El OOIP es de 1077 MBLS con un factor de recobro del 21%.

La geología del área corresponde a una secuencia estratigráfica que abarca rocas con edades desde el paleozoico hasta el cuaternario.

El Campo Yarigúí-Cantagallo, fue un área de depositación de sedimentos no marinos de edad terciaria (clásticos), depositados en un ambiente predominantemente fluvial; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos clásticos-calcareos del Cretáceo y sobre rocas del

basamento cristalino pre-Cretáceo (occidente del Campo Cantagallo). En el margen occidental (Bloque levantado de la Falla de Cantagallo) los sedimentos del terciario suprayacen discordantemente. La secuencia estratigráfica perforada por los pozos del Campo, está constituida principalmente por rocas sedimentarias clásticas del Terciario.

Riesgo químico en la estimulación de pozos

El fracturamiento hidráulico, igual que otras técnicas de estimulación y operaciones de workover de pozos, involucra un riesgo químico debido al uso de algunos aditivos que pueden afectar negativamente al medio ambiente y la salud de los seres humanos.

Para mostrar el riesgo que presentan algunos aditivos tradicionalmente usados en las estimulaciones de pozos y en fluidos de control de pozos, se analiza el efecto del denominado Solvente Mutuo y de materias primas utilizadas en formulaciones de Surfactantes que se utilizan para prevenir o desestabilizar emulsiones que pueden originarse dentro del yacimiento por las salmueras de workover.

Los Surfactantes en mención también pueden emplearse para reducir la tensión superficial de las salmueras y evitar el bloqueo por agua de los yacimientos de permeabilidades muy bajas.

Solvente Mutuo Tradicional. La patente sobre el uso de este aditivo en técnicas de estimulación ácida data de diciembre 2 de 1969 y su autor era el ingeniero químico John L. Gidley. (13).

En el año de 1971 aparece en la biblioteca de OnePetro el primer documento en el cual se relaciona el uso del Solvente Mutuo en trabajos de estimulaciones ácidas.

La materia prima del Solvente Mutuo generalmente usado es el Etilen Glicol Monobutil Éter, aditivo que tiene la propiedad de ser soluble en fluidos acuosos e hidrocarburos. Se usa en los tratamientos ácidos para minimizar la adsorción de Surfactantes e inhibidores de corrosión en las tuberías, ayudar a romper las emulsiones y mojar las arenas por agua, lo cual es deseable.

Este producto también se usa en tratamientos con solventes base hidrocarburos y Surfactantes para la remoción de depósitos orgánicos (parafinas, resinas y asfaltos), tratamiento que tuvo su origen en el campo Yariguí-Cantagallo (Colombia), siendo sus autores los ingenieros Hebert Ferneyes Tirado y Gilberto Zerpa Rojas, en el mes de agosto año de 1992. El nombre dado por los autores al tratamiento de estimulación fue el de Varsol Modificado. (15)

Se ha encontrado que el tratamiento en mención, usado como preflujo en los fracturamientos y acidificaciones de pozos empaquetados con grava, mejora los resultados de las estimulaciones.

Este solvente tradicional se conoce con diferentes nombres como: Butyl Cellosolve, 2-Butoxyetanol, Glycol Monobutyl Éter, EGMBE, Butylglycol, entre otros. En muchas ocasiones en la formulación del Solvente Mutuo se le adicionan otros aditivos con el fin de potenciar sus efectos.

Efectos negativos del Etilen Glicol Monobutil Éter. Se ha encontrado que la exposición continua a este producto puede producir (16):

- ✓ Cáncer (Pruebas de laboratorio con animales. Existen evidencias de que puede ser Cancerígeno para Humanos-EPA),

- ✓ Es Teratogénico, puede provocar defectos congénitos durante la gestación del feto (Pruebas laboratorio con animales).
- ✓ Afecta el sistema Nervioso Central. (Pruebas laboratorio animales- Experiencia en ser humano).
- ✓ Puede originar trombosis y afectar órganos. (Pruebas de laboratorio con animales).
- ✓ Se ha encontrado que puede afectar el sistema endocrino, lo cual puede ser causa de múltiples enfermedades. (Pruebas laboratorio con Receptores de Estrógenos y Andrógenos. Pruebas laboratorio con animales)
- ✓ Efectos Reproductivos negativos. Atrofia testicular animales- Disminución de espermatozoides en hombres. (Experiencias de laboratorio con Animales y resultado de investigaciones con pintores).

De lo anterior puede deducirse que el Solvente Mutual Tradicional (Etilen Glicol Monobutil Éter) es un producto de alto riesgo para la salud y vida del ser humano, igual que para los animales.

Por lo tanto debe ser remplazado por un aditivo de menor riesgo.

Surfactantes base Fenoles Etoxilados. Los productos Nonil Fenol Etoxilados se han usado en las formulaciones de rompedores de emulsión y detergentes durante mucho tiempo, (igual que el Etilen Glicol Monobutil Éter) tanto en la Industria Petrolera como como en la industria de productos para el hogar.

Los Nonil Fenol Etoxilados pueden afectar negativamente la salud y vida del ser humano y de los animales, dentro de las enfermedades que pueden causar están las siguientes (17):

Efectos Reproductivos negativos. Pruebas de laboratorio con ratas.

Disruptor Endocrino: Se ha encontrado que puede afectar el sistema endocrino, lo cual puede ser causa de múltiples enfermedades. (Pruebas laboratorio con Receptores de Estrógenos y Andrógenos. Pruebas laboratorio con animales).

Potencialmente Cancerígeno. Mujeres expuestas a alquifenoles etoxilados han experimentado un incremento en el cáncer de mama.

El Parlamento Europeo y Panamá prohibieron el uso de los Nonil Fenol Etoxilados. Debido a los riesgos que implican los aditivos en mención. (18)

Biodegradable vs Fácilmente biodegradable Biodegradable significa que la sustancia puede descomponerse en elementos más simples por acción de un agente biológico. Como los hongos y las bacterias.

Pero una sustancia puede ser biodegradada en un tiempo corto o demorar mucho tiempo. El plástico, dependiendo de su grosor, puede durar entre 150 años y 1000 años. Para efectos prácticos un producto químico debe ser Fácilmente Biodegradable (Readily biodegradable) .

Existen diferentes pruebas de biodegradabilidad, dentro de ellas las estipuladas por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), dentro de estas pruebas están las pruebas,

301 A: DOC Die-Away, 301 B: CO2 Evolution (Modified Sturm Test), 301 C: MITI (I) (Ministry of International Trade and Industry, Japan), 301 D: Closed Bottle, 301 E: Modified OECD Screening, 301 F: Manometric Respirometry.

Es de suma importancia seleccionar la prueba de biodegradabilidad más apropiada debido a que si no se elige correctamente, se pueden obtener resultados erróneos. Para el caso de aditivos candidatos a ser usados trabajos de estimulación de pozos y fluidos de control de pozos, la prueba más apropiada es la prueba OECD 301D. (19).

Según esta prueba, un producto será Fácilmente Biodegradable cuando se degrada más del 60 % en 28 d

Biodegradable no quiere decir que no es de Alto Riesgo. En muchas ocasiones se confunde biodegradabilidad con Toxicidad, lo cual es un error. Un producto puede ser muy Tóxico pero puede ser biodegradable, un ejemplo es el Cianuro, el cual es muy peligroso, de alta toxicidad y sin embargo es Biodegradable. (19).

Un producto candidato a ser usado en salmueras de workovers de pozos debe ser de Línea Verde o sea de menor toxicidad que los tradicionalmente usados (Línea Roja) y Fácilmente Biodegradable (19).

Protocolo Experimental

Las pruebas relacionadas con aditivos para salmueras de workover son las siguientes:

- Pruebas de solubilidad y Compatibilidad
- 2-Pruebas de Mojabilidad
- 3-Pruebas de rompimiento.

Solubilidad. Se realiza para determinar si el Surfactante es soluble en el fluido del tratamiento o en el fluido transportador. El Surfactante debe ser altamente soluble, caso contrario el aditivo puede flotar en la superficie del tratamiento o puede ser filtrado por la cara de la formación, lo anterior disminuye drásticamente la efectividad de los productos químicos. Para la realización de la prueba se preparan muestras (100 ml o 50 ml) de salmuera, agregando el Surfactante en la concentración que se desean probar. Se agita la solución hasta obtener una mezcla homogénea y se observa periódicamente. La formación de dos fases es indicativo de que el Surfactante no es totalmente soluble en el fluido transportador y por lo tanto debe descartarse.

Prueba de Compatibilidad. El término de “compatibilidad” entre aditivos o iones contenidos en los fluidos, está relacionado con la posible reacción química entre ellos, la cual generalmente va acompañada con la formación de precipitados. Los agentes químicos deben agregarse en las concentraciones a las cuales posiblemente se usarán en el tratamiento, después de homogenizarse la mezcla debe observarse durante un tiempo prudencial. Si ocurre la formación de precipitados, productos gelatinosos o “salto” de algún componente, este último fenómeno es indicativo de incompatibilidad entre los aditivos o los fluidos. Si existe incompatibilidad entre los productos, debe evitarse la mezcla de los compuestos antes mencionados.

Prueba Visual de Mojabilidad. Se realiza para determinar la tendencia que tiene un aditivo o fluido a mojar la roca del yacimiento por agua o por aceite. Lo ideal es que la formación productora quede altamente mojada por agua. También se considera aceptable una mojabilidad mezclada (mixta).

Se prepara una solución (100 ml o 50 ml) con el aditivo al cual se le desea probar su mojabilidad, en las concentraciones recomendadas. Se agregan 10 ml de arena de formación limpia, en su defecto se puede usar arena de río o arena Ottawa 20/40 y se agita vigorosamente con un agitador. Se deja en remojo la arena durante 30 minutos y se decanta la solución. Se toman dos probetas de 250 ml, en una se coloca varsol y en la otra salmuera. Se vierten muestras de la arena tratada en cada una de las probetas y se observa su comportamiento.

La dispersión de la arena en una determinada fase, es indicativo de que la arena esta mojada preferencialmente por dicha fase. Si la arena se aglutina al contacto con la fase acuosa, es indicativo de que está mojada por hidrocarburo. Si el fenómeno ocurre en la fase hidrocarburo, la arena estará mojada por agua. Cuando la arena presenta dispersión tanto en la fase acuosa como en la fase hidrocarburo, se dice que la arena presenta mojabilidad mixta o mezclada. Lo anterior también es aceptable. En ocasiones, no puede determinarse con seguridad la mojabilidad de la roca con la prueba en mención. En este caso se recomienda usar la prueba de ángulo de contacto descrita en el API RP 42.

Prueba de Rompimiento para Salmuera de Workover. Esta es una de las pruebas más importantes cuando se seleccionan Surfactantes para salmueras de trabajo. Con esta prueba se define la capacidad de un Surfactante para prevenir o desestabilizar una emulsión que puede formarse durante los trabajos de reacondicionamiento de pozos, al bombear fluidos acuosos que pueden penetrar dentro del yacimiento durante operaciones de reacondicionamiento de pozos. La energía suministrada por las bombas, el crudo y el agua de la formación pueden generar emulsiones, las cuales originan daño de formación.

En algunas ocasiones, las muestras de crudo tomadas en superficie para las pruebas de laboratorio no forman emulsiones, sin embargo la experiencia de campo (Yariguí-Cantagallo), muestra que en la práctica si se forman. Lo anterior se ha podido comprobar al recuperar muestras de fluidos producidos por algunos pozos del campo, en los cuales se ha observado emulsiones estabilizadas por finos de formación (arcillas y arena muy fina). Para simular el fenómeno en mención Se hace necesario agregar finos en la fase acuosa para tratar de estabilizar la emulsión, en su defecto puede agregarse arcilla. Antes de realizar las pruebas de rompimiento, es necesario verificar la tendencia del crudo a formar emulsión con el fluido acuoso, mediante la generación de un “blanco”.

El protocolo experimental para la evaluación de alteración de humectabilidad considero las siguientes etapas de evaluación en núcleos, en la figura 4 se muestra el equipo utilizado:

- a) Determinación de líneas base de permeabilidades efectivas al agua (Kew) y al aceite (Keo) pre y post primer waterflooding
- b) Desplazar los tratamientos de alteración de humectabilidad, remojo de 16 horas, determinar Kew y Keo
- c) Determinación de permeabilidades efectivas al agua (Kew) y al ceite (Keo) pre y post segundo waterflooding
- d) Análisis de la data y construcción de curvas de Kr
- e) Determinación de alteración de la humectabilidad

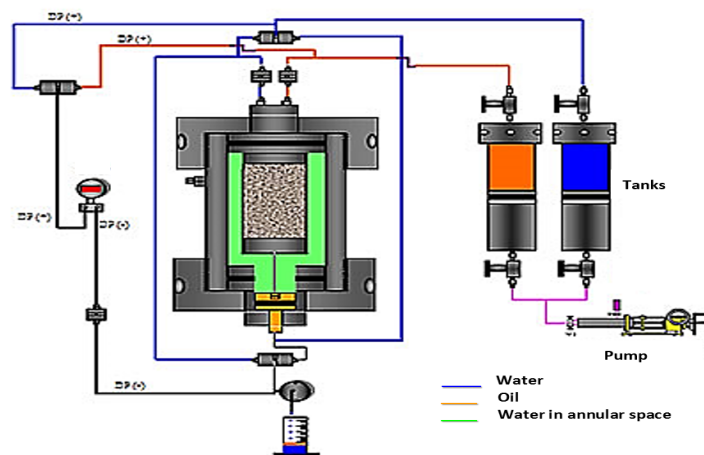


Fig. 4. –Equipo para evaluación en núcleos

Caso de estudio. (Resultados de evaluación experimental e implementación en campo).

El caso de estudio se realizó para la evaluación experimental e implementación en campo de salmueras de workover y tratamientos de alteración de humectabilidad que incluyeron en sus formulaciones productos de línea verde.

Salmueras de workover y/o control de pozo.

Evaluación experimental. Un producto candidato a ser usado en salmueras de workovers de pozos debe ser de Línea Verde o sea de menor toxicidad que los tradicionalmente usados (Línea Roja) y Fácilmente Biodegradable (19).

Entre agosto de 2016 y mayo de 2017 se realizaron pruebas de laboratorio a diferentes productos de Línea Tradicional (Rojos) y de Línea Verde de una misma compañía, con el fin de seleccionar los más apropiados para ser usados en trabajos de reacondicionamiento de pozos (salmueras de trabajo, fracturamientos hidráulicos y tratamientos con disolventes para remoción de orgánicos) en el campo Yarigüí-Cantagallo (20).

A continuación se muestran en las figuras 5 a 9 los resultados de evaluación experimental de salmueras de workover y/o control de pozo. Para la evaluación se utilizaron fluidos de formación del pozo YR-156.

La realización del blanco (crudo-salmuera) para el pozo YR-156, muestra que el crudo no forma emulsión (Figura 5). Sin embargo en la práctica se han recuperado emulsiones agua en aceite después de trabajos de reacondicionamiento de pozos, lo que hace necesario estabilizar una emulsión agua-aceite en el blanco tal como se describió anteriormente y así poder evaluar que tan robusto es el Surfactante en el rompimiento de emulsiones.



Fig. 5. -Blanco inicial crudo-salmuera YR-156



Fig. 6. -Blanco crudo-salmuera YR-156 emulsión estabilizada

Para estabilizar la emulsión se usó 50 ml crudo, 50 ml de salmuera, 0.4 gr de bentonita y temperatura de 60°C (ver Figura 6).

En la figura 7, 8 y 9 y tablas 1 y 2 se muestra la evaluación de las pruebas de solubilidad, mojabilidad y rompimiento de emulsiones de los productos Surfactante 13, 14, 87 y 88.

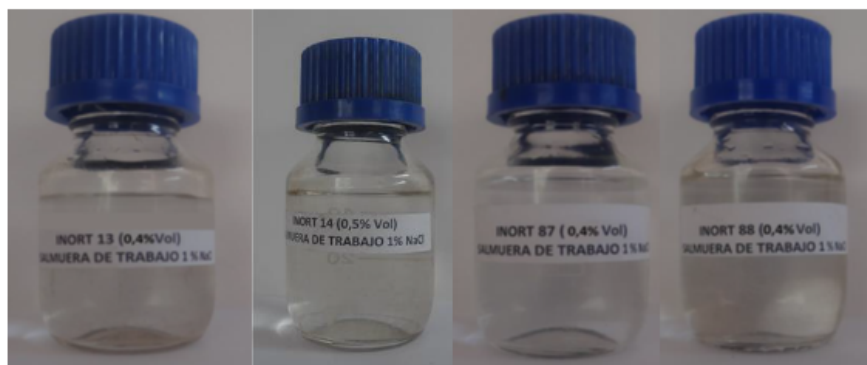


Fig.7.- Solubilidad de los productos Surfactante 13, 14, 87 y 88

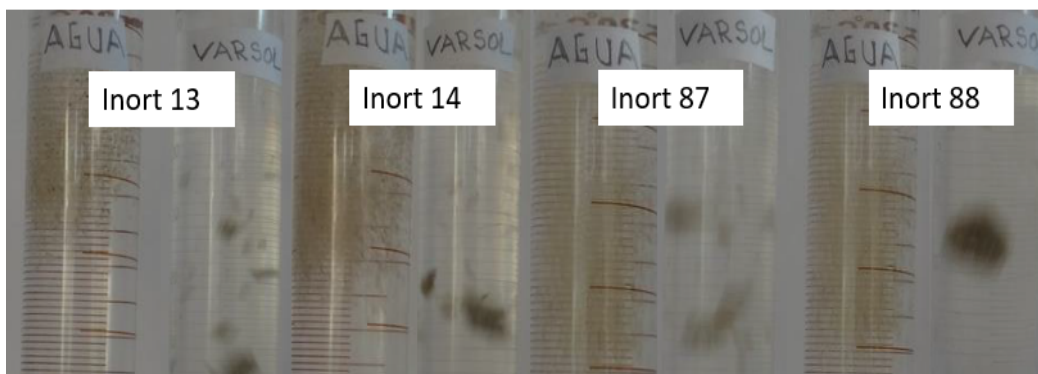


Fig.8.- Mojabilidad de los productos Surfactantes 13, 14, 87 y 88

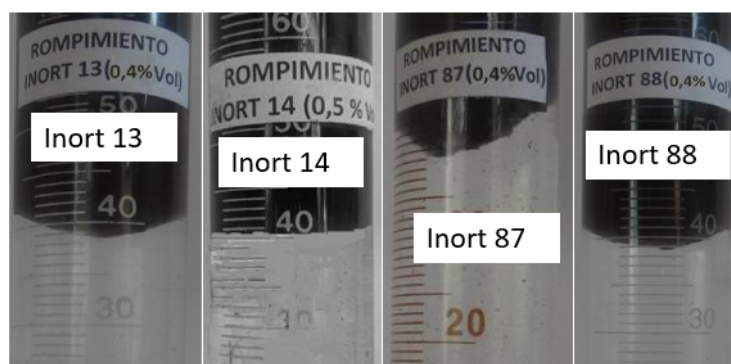


Fig.9.- Rompimiento de emulsiones productos Surfactante 13, 14, 87 y 88

Tabla 1.Evaluacion de solubilidad, compatibilidad y mojabilidad			
PRUEBAS SURFACTANTES PARA SALMUERAS			
SURFACTANTE	SOLUBILIDAD	COMPATIBILIDAD	MOJABILIDAD
INORT 13	Soluble	Compatible	Moja por agua
INORT 14	Soluble	Compatible	Moja por agua
INORT 87	Soluble	Compatible	Moja por agua
INORT 88	Soluble	Compatible	Moja por agua

Tabla 2.Evaluacion de rompimiento de surfactantes		
PRUEBAS ROMPIMIENTO SURFACTANTES PARA SALMUERAS		
SURFACTANTE	CONC SURFACTANTE (VOL)	ROMPIMIENTO (%) EN VOL
INORT 13	0,4	81
INORT 14	0,5	81
INORT 87	0,4	80
INORT 88	0,4	81

Como puede apreciarse el Surfactante 88 tiene un rompimiento mayor al 80% a temperatura de formación, igual que los productos de Línea Roja Surfactante 13 y Surfactante 14. El porcentaje de rompimiento de 80% se considera aceptable en rompimiento de emulsiones que han sido estabilizadas con finos u arcillas.

Las pruebas mostraron que los Surfactantes 13, Surfactante 14, Surfactante 87 y Surfactante 88, evaluados en una concentración de 0.4%, 0.5%, 0.4% y 0.4% en Volumen respectivamente, presentaron un buen desempeño en la evaluación de salmueras de workover candidatas a ser usadas en el campo Yariguí-Cantagallo. Todos los Surfactantes mencionados son de naturaleza no iónica y tienen solubilidad en fluidos acuosos.

Los productos Surfactante 13 y Surfactante 14 son de Línea Tradicional (Roja) y los productos Surfactante 87 y Surfactante 88 son de Línea Verde, motivo por el cual se tuvo que elegir entre los dos últimos Surfactantes. Por recomendación de la compañía que comercializa los productos, se seleccionó el Surfactante 88 para ser probado en campo.

Evaluación en campo. Desde Diciembre de 2017 a junio de 2019 se han realizado 72 trabajos de reacondicionamiento, en los cuales se usaron salmueras a las cuales se les dosificó el Surfactante 88. Los resultados fueron satisfactorios, obteniéndose los niveles de producción esperados (véase figura 10 donde se muestra la producción del campo Yarigui-Cantagallo). Adicionalmente los tiempos de estabilización del corte de agua se redujeron debido a las bajas tensiones interfaciales que no permitieron que se generara bloqueo por agua.

El impacto negativo sobre el medio ambiente se redujo a niveles muy bajos, debido a que el Surfactante 88 contiene en su formulación materias primas de muy baja toxicidad. También es un aditivo fácilmente biodegradable (88% de biodegradabilidad en 28 días según prueba OECD 301D, siglas en inglés). Cuando un producto tiene una biodegradabilidad del 66% en 28 días se considera fácilmente biodegradable (21)

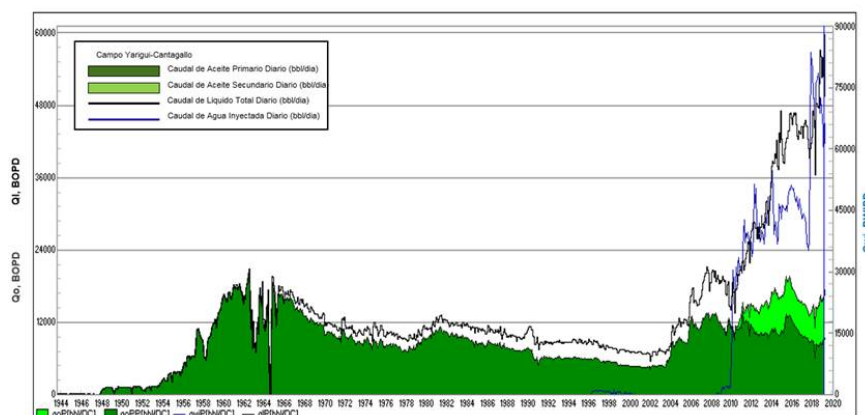


Fig.10. –Producción campo Yarigui-Cantagallo.

Costos. Los costos del producto Surfactante 87 (línea verde) son inferiores a los costos de los Surfactantes de línea roja que se venían utilizando (22).

Tratamientos de alteración de humectabilidad.

Se evaluaron tratamientos base aceite de alteración de humectabilidad de diferentes compañías, sin embargo en las pruebas preliminares fluido-fluido (solubilidad, compatibilidad, mojabilidad y detergencia) solamente la formulación que contenía los productos Solvente Mutua 116 y Surfactante 87 pasaron todas las pruebas.

Solvente mutua 116 es un Solvente Mutua que por primera vez y a nivel mundial se prueba para ser usado en estimulaciones.

Por lo anterior la evaluación en núcleos del campo Suria solo se realizó con esta última formulación.

Los productos Surfactante 87 y Solvente mutua 116 son también de línea verde, lo que mitiga el impacto sobre el medio ambiente, debido a que estos productos contienen en su formulación materias primas de muy baja toxicidad. Los productos Solvente mutua 116 y Surfactante 87 también son aditivos fácilmente biodegradables (88% de biodegradabilidad en 28 días según prueba OECD 301D, siglas en inglés).

En las figuras 11 y 12 se presentan los resultados de evaluación en núcleos e implementación en un pozo del campo Suria. A nivel experimental se observó la alteración de la humectabilidad, quedando

el núcleo con una mayor mojabilidad al agua. En la prueba de campo se observó una reducción mayor al 70% del corte de agua y un incremento de producción mayor al 18%.

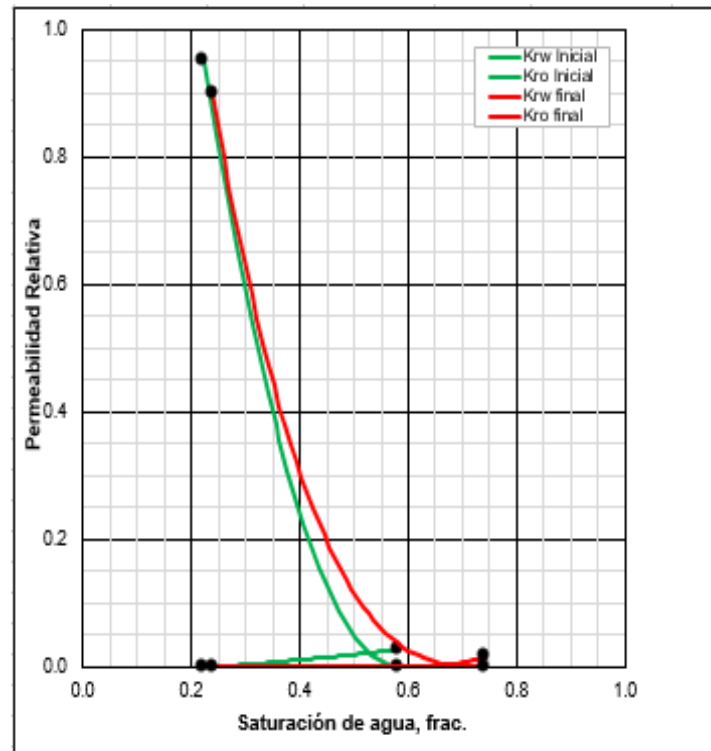


Fig.11-Evaluación experimental tratamientos alteración humectabilidad con productos de línea verde Surfactante 87 y Solvente mutual 116.

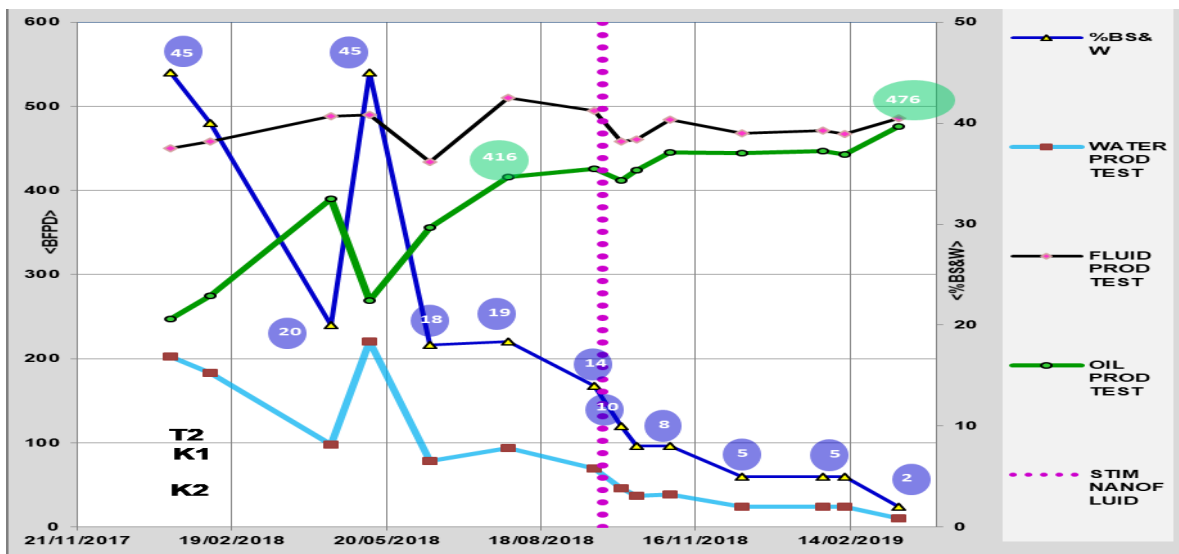


Fig. 12- Implementación de tratamientos de alteración de humectabilidad con productos de línea verde Surfactante 87 y Solvente mutual 116.

Conclusiones.

1. Los Surfactantes y Solventes mutuales de Línea Verde son una buena alternativa para los Surfactantes y Solventes Mutuales de Línea Tradicional (Línea Roja).
2. Los aditivos de Línea Verde tienen un menor impacto negativo sobre el ser humano y el medio ambiente y son rápidamente biodegradables, todo lo cual está en línea con las tendencias a nivel mundial. Todo lo anterior disminuirá el riesgo químico en los trabajos de estimulación.
3. Los Surfactantes 13, Surfactante 14, Surfactante 87 y Surfactante 88, evaluados en una concentración de 0.4%, 0.5%, 0.4% y 0.4% en volumen respectivamente, presentaron un buen desempeño en la evaluación de salmueras de workover. El Surfactante 88, el más fácilmente biodegradable de los Surfactantes, ha sido dosificado en 72 pozos del campo Yarigüí-Cantagallo con buenos resultados, no permitiendo bloqueo de los pozos productores por emulsión o por agua.
4. El Surfactante 87 y el Solvente Mutuo 116 presentaron un buen desempeño en la evaluación de tratamientos de alteración de humectabilidad a nivel de laboratorio y pruebas de campo.
5. El uso de productos fácilmente biodegradables como es el caso de los productos Surfactante 87, Surfactante 88 y Solvente Mutuo 116, mitigan el impacto negativo sobre el medio ambiente y la vida y salud de los seres humanos.

Referencias Bibliográficas.

- 1-Los Indios y el Medio Ambiente. Internet (https://pib.socioambiental.org/es/Los_indios_y_el_medio_ambiente)
- 2- Evolution of green chemistry and its multidimensional impacts: A review. Bianca Aparecida de Marco, Bárbara Saú Rechelo, Eliane Gandolpho Tótolí, Ana Carolina Kogawa, Hérica Regina Nunes Salgado-20 July 2018.
- 3-Development of a product screening protocol to minimize marine environmental impacts of oil production chemicals used offshore. F.A.Vik, J. D. Berg, S. Bakke, G. D. Ofjord, M. Reinhard. 1992
- 4-WHAT IS GREEN. D.V. Satyanarayana Gupta. NACE 1998
- 5- The Market for "Greener" Chemicals. Timothy MacFarlane, SPE 36062. 1996
- 6- Development of New "green" Demulsifiers for Oil Production. Christine Dalmazzone, Christine Noik / Institut Français du Pétrole IFP. SPE 65041. 2001
- 7-Environmentally Favorable Terpene Solvents Find Diverse Applications in Stimulation, Sand Control and Cementing. James Curtis, SPE, BJ Services Company. SPE 84124. 2003
- 8- A New Class of Green Mineral Scale Inhibitors for Squeeze Treatments. B. Bazin, N. Kohler, A. Zaitoun (Institut Français du Pétrole), T. Johnson (Solutia Europe SA) and H. Raaijmakers (Royal Cosun. SPE 87453. 2004
- 9- CONTROL OF LOCALIZED CORROSION USING GREEN CORROSION INHIBITORS. W. Y. Mok, A. E. Jenkins, S. R. Keenan and C. G. Gamble. Baker Petrolite. Nace 2005
- 10- Evaluation of a Renewable, Environmentally Benign Green Solvent for Wellbore and Formation Cleaning Applications. Sandra L. Berry, Joel L. Boles, and Kay E. Cawiezel, BJ Services Co. SPE 106067. 2007
- 11- Testing of Environmental Friendly Paraffin Removal Products. J. Samuel Armacanqui, CITEEL;

- L. de Fátima Eyzaguirre, M. G. Flores, D. Ernesto Zavaleta, F. E. Camacho, A. W. Grajeda, A. D. Alfaro, and M. R. Viera, Universidad Nacional de Ingeniería. SPE-181162-MS. 2016.
- 12- How much Water does the Typical Hydraulically Fractured well require?. Internet <https://www.americangeosciences.org/critical-issues/faq/how-much-water-does-typical-hydraulically-fractured-well-require>.
- 13-Sandstone Acidizing Process. U.S Patent 3.481. 404. Esso Production Research Co. (Dec. 2, 1969).
- 14- Stimulation of Sandstone Formations with The Acid-Mutual Solvent Method. John L. Gidley, SPE-AIME, Humble Oil & Refining Co. 1971 (15).
- 15-Estudio Sobre Estimulación con Surfactantes en pozos de los Diferentes Campos del Distrito de Producción El Centro- Conferencia-Hebert Ferneynes-1992.
- 16-Riesgos Químicos y Química Verde. Hebert Ferneynes. Conferencia. 2016
- 17- Riesgos Químicos y Química Verde. Hebert Ferneynes. Conferencia. 2016, Product Safety Assessment Nonylphenol Ethoxylate Surfactants. Dow. 2015, Alkylphenolic compounds and risk of breast and prostate cancer in the MCC. Spain study. Perimiquesl-Trillas P, Benavente Y, Martin-Bustamante M, Dieguez-Rodriguez M, Tusquets I, Amiano P, et al. 2019
- The contribution of hepatic steroid metabolism to serum estradiol and estriol concentrations in nonylphenol treated MMTVneu mice and its potential effects on breast cancer incidence and latency. Acevedo, R., Parnell, P. G., Villanueva, H., Chapman, L. M., Gimenez, T., Gray, S. L., & Baldwin, W. S. 2005. . <http://doi.org/10.1002/jat.1078>
- 18- ORDEN PRE/1954/2004, de 22 de junio, por la que se modifica el anexo I del Real Decreto 1406/1989, de 10 de noviembre, por el que se imponen limitaciones a la comercialización y uso de ciertas sustancias y preparados peligrosos (nonilfenol, etoxilados de nonilfenol y cemento). Internet. <http://laestrella.com.pa/panama/nacional/minsa-prohibe-venta-detergentes-nonilfenol/23821696>
- 19- Biodegradable VS Fácilmente biodegradable. La prueba apropiada. Hebert Ferneynes. 2016
20. Informe final evaluación de la eficiencia de químicos Surfactantes y solventes mutuales de la compañía Petroinas S.A.S en tratamientos orgánicos y salmueras de workover formulados para el campo yariguí cantagallo. Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). Mayo 12 de 2017
21. Hoja de seguridad del Surfactante no iónico Inort 88. Petroinas S.A.S. Agosto de 2018
22. Histórico de precios aditivos para ser usados en trabajos de reacondicionamiento campo Yariguí-Cantagallo. Varias fuentes.

Trayectoria autores

Manuel Guillermo Jaimes Plata:

Ingeniero de Petróleos, egresado de la Universidad Industrial de Santander (Colombia) en marzo de 1990. Actualmente con 28 años de experiencia profesional en la empresa petrolera estatal en Colombia (Ecopetrol), 17 años como ingeniero de campo y los últimos once años liderando proyectos de Optimización de la producción, especialmente en las áreas de estimulación, daño a la formación y control de arena. Ha participado Como presentador y ha publicado artículos en más de 20 eventos a nivel nacional e internacional y ha trabajado en varios proyectos de investigación patrocinados por Colciencias, Ecopetrol y la Universidad Industrial de Santander.

Javier Eduardo Quintana Rodríguez:

Ingeniero de Petróleos, egresado de la Universidad Industrial de Santander (Colombia), 2009. Magister en ingeniería de petróleo, egresado de la Universidad de los Andes (Colombia), 2018. Actualmente con 10 años de experiencia profesional, 2 años en perforación para diferentes operadoras

de Colombia y 8 años en la empresa petrolera estatal en Colombia (Ecopetrol), con experiencia en supervisión, planeación y optimización de operaciones de perforación, workover, wellservices y rigless.

Jairo Alberto Pedraza Ramirez:

Ingeniero de Petróleos, egresado de la Universidad Industrial de Santander (Colombia) en septiembre del 2008 y con Magister en Gestión en la Industria de los Hidrocarburos de la Universidad de Viña del Mar en abril del 2015 y Maestría en Ingeniería de Petróleos de la Universidad de los Andes en octubre del 2018. Actualmente con 10 años de experiencia profesional en la empresa petrolera estatal en Colombia (Ecopetrol), 5 años como ingeniero de producción y los últimos 5 como profesional de ingeniería de subsuelo enfocado en temas de recuperación secundaria, recobro mejorado y optimización de la producción e inyección mediante estimulación de pozos.