



UNIVERSIDAD UTE

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E
INDUSTRIAS**

MAESTRÍA EN PETRÓLEOS

**SELECCIÓN DE UN SURFACTANTE PARA EVITAR LA
FORMACIÓN DE EMULSIONES Y SU VIABILIDAD EN LA
ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA DE LA ARENA T
INFERIOR DEL CAMPO PARAHUACU**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE
MAGISTER EN PETRÓLEOS, MENCIÓN EN PROCESOS DE
PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS**

JHONATHAN ISAAC VERA UBILLA.

DIRECTOR: VICTOR HUGO ARIAS BEJARANO, Mgt.

Quito, marzo 2020

© Universidad UTE. 2019
Reservados todos los derechos de reproducción

FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO

TRABAJO DE TITULACIÓN

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	0922046206
APELLIDO Y NOMBRES:	VERA UBILLA JHONATHAN ISAAC
DIRECCIÓN:	MANUEL CAMACHO N39-164 Y HUGO MONCAYO
EMAIL:	joisveub@gmail.com
TELÉFONO FIJO:	
TELÉFONO MOVIL:	0967731541

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	SELECCIÓN DE UN SURFACTANTE PARA EVITAR LA FORMACIÓN DE EMULSIONES Y SU VIABILIDAD EN LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA DE LA ARENA T INFERIOR DEL CAPO PARAHUACU
AUTOR O AUTORES:	JHONATHAN ISAAC VERA UBILLA
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	VICTOR HUGO ARIAS BEJARANO, Mgt.
PROGRAMA	PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO <input checked="" type="checkbox"/>
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Magister en Petróleos, Mención en Procesos de Producción e Industrialización de Hidrocarburos
RESUMEN:	El uso adecuado de fluidos en el pozo durante los procesos de perforación en la zona de interés, completación y producción pueden disminuir el daño a la formación principalmente causado por la incompatibilidad de los fluidos del pozo con los del yacimiento, provocando bloqueo por emulsiones, bloqueo por agua, taponamiento por sólidos dispersos, aumento del caudal de agua, entre otros. La presente investigación se enfocó esencialmente en la disminución del daño a la formación en la arenisca T

	<p>inferior del campo Parahuacu causado por las emulsiones petróleo-agua. La primera fase de la investigación seleccionó un surfactante para prevenir la formación y remover las emulsiones, se realizó ensayos en el laboratorio, aplicando las prácticas recomendadas de la norma API, con muestras de fluidos y roca de la arenisca T inferior; el uso de surfactante radicó en disminuir el daño a la formación dando como resultado de las pruebas que el surfactante no iónico del grupo éter es el indicado para mejorar la separación de fluidos del yacimiento en la producción de hidrocarburos. En la segunda fase de la investigación se analizó como el surfactante seleccionado no iónico del grupo éter es aplicado en la estimulación matricial no reactiva para verificar su viabilidad de uso, realizando cálculos de presiones de inyección menores a la presión de fractura de la formación, también cálculos del volumen del surfactante y tiempo de inyección mínimo de 4.74 min y máximo de 24 horas; resultando como favorable y viable su utilización incrementando en 0.06% la producción de fluidos del yacimiento.</p>
<p>PALABRAS CLAVES:</p>	<p>Estimulación matricial no reactiva, surfactante no iónico, campo Parahuacu.</p>
<p>ABSTRACT:</p>	<p>The proper use of fluids in the well during the drilling processes in the area of interest, completion and production can reduce the damage to the formation mainly caused by the incompatibility of the well fluids with those of the reservoir, causing blockage by emulsions, blocking by water, plugging by dispersed solids, increase in water flow, among others. The present investigation focused essentially on the reduction of damage to the formation in the lower T sandstone of the Parahuacu field caused by oil-water emulsions. The first phase of the investigation selected a surfactant to prevent formation and remove emulsions, laboratory tests were carried out, applying the best practices of the API</p>

	<p>standard, with samples of fluids and rock from the lower T sandstone; The use of surfactant was to reduce the damage to the formation, resulting in tests that the non-ionic surfactant of the ether group is indicated to improve the separation of fluids from the reservoir in the production of hydrocarbons. In the second phase of the investigation it was analyzed how the selected non-ionic surfactant of the ether group is applied in the non-reactive matrix stimulation to verify its feasibility of use, making calculations of injection pressures lower than the formation fracture pressure, also surfactant volume calculations and minimum injection time of 4.74 min and maximum 24 hours; resulting in a favorable and viable use increasing 0.06% production of reservoir fluids.</p>
KEYWORDS	Non-reactive matrix stimulation, non-ionic surfactant, Parahuacu field.

Se autoriza la publicación de este Proyecto de Titulación en el Repositorio Digital de la Institución.



f. _____
 VERA UBILLA JHONATHAN ISAAC
 0922046206


DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Vera Ubilla Jhonathan Isaac**, CI 0922046206 autor del trabajo de titulación: **Selección de un surfactante para evitar la formación de emulsiones y su viabilidad en la estimulación matricial no reactiva de la arena T inferior del campo Parahuacu** previo a la obtención del título de **Magister en petróleos, mención en procesos de producción e industrialización de hidrocarburos** en la Universidad UTE.

1. Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las Instituciones de Educación Superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación de grado para que sea integrado al Sistema Nacional de información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
2. Autorizo a la BIBLIOTECA de la Universidad UTE a tener una copia del referido trabajo de titulación de grado con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Quito, 1 de marzo de 2020

f:


VERA UBILLA JHONATHAN ISAAC
0922046206

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de tutor, certifico que el presente trabajo de titulación que lleva por título **Selección de un surfactante para evitar la formación de emulsiones y su viabilidad en la estimulación matricial no reactiva de la arena T inferior del campo Parahuacu** para aspirar al título de **magister en petróleos, mención en procesos de producción e industrialización de hidrocarburos** fue desarrollado por **Vera Ubilla Jhonathan Isaac**, bajo mi dirección y supervisión, en la Maestría en Petróleos de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias; y que dicho trabajo cumple con las condiciones requeridas para ser sometido a las evaluación respectiva de acuerdo a la normativa interna de la Universidad UTE.



VICTOR HUGO ARIAS BEJARANO
DIRECTOR DEL TRABAJO
C.I. 1707211924



CARTA DE CONFORMIDAD

Certifico que, el señor **JHONATHAN ISAAC VERA UBILLA** con CC 0922046206, estudiante de la MAESTRÍA EN PETRÓLEOS, MENCIÓN EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS de la UTE, realizó el trabajo **“Selección de un surfactante para evitar la formación de emulsiones y su viabilidad en la estimulación matricial no reactiva de la arena T INFERIOR DEL campo PARAHUACU”** en el laboratorio de la Fluidos de Perforación y Petrofísica de la Escuela Politécnica Nacional.

En virtud de lo expuesto, informo que el señor Jhonathan Vera ha culminado su trabajo de investigación de manera conforme en base a lo planificado.

Quito, 29 de julio de 2019

MSc. Franklin Vinicio Gomez Soto

Encargado de Laboratorio

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
1. INTRODUCCIÓN	8
1.1 EMULSIONES-SURFACTANTES	8
1.2 ESTIMULACIÓN DE POZOS	10
1.2.1 ESTIMULACIÓN MATRICIAL	11
1.2.2 ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA	11
1.3 SURFACTANTES EN LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA	11
1.3.1 NORMA API RP 42	11
1.3.2 SELECCIÓN DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y FLUIDO DE TRATAMIENTO.	12
1.4 NORMATIVA LEGAL PARA EL CASO DE DAÑO A LA FORMACIÓN	12
1.5 INFORMACIÓN CAMPO PARAHUACU	13
1.6 OBJETIVO	14
1.6.1 OBJETIVO GENERAL	14
1.6.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
2. METODOLOGÍA	15
2.1 PRIMERA FASE: PRUEBAS EN LABORATORIO PARA LA SELECCIÓN DE SURFACTANTES QUE EVITEN LA FORMACIÓN DE EMULSIONES	15
2.1.1 PRIMERA ETAPA: PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA TENDENCIA A FORMAR EMULSIONES.	15
2.1.2 SEGUNDA ETAPA: PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DE SURFACTANTES PARA PREVENIR LA FORMACIÓN DE EMULSIONES	16
2.1.3 TERCERA ETAPA: PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DE SURFACTANTE PARA REMOVER UNA EMULSIÓN	16
2.2 ANÁLISIS DEL SURFACTANTE SELECCIONADO EN LA VIABILIDAD DE UTILIZARLO EN LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA.	17
2.2.1 EVALUACIÓN DE DAÑO	17
2.2.2 SELECCIÓN DE LA SOLUCIÓN DE TRATAMIENTO.	17
2.2.3 ESTIMACIÓN DEL CAUDAL Y PRESIÓN DE INYECCIÓN.	17

	PÁGINA
2.2.4 ANÁLISIS DEL INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD.	18
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	19
3.1 PRIMERA FASE: PRUEBAS EN LABORATORIO PARA LA SELECCIÓN DE SURFACTANTES QUE EVITEN LA FORMACIÓN DE EMULSIONES.	19
3.1.1 PRIMERA ETAPA: PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA TENDENCIA A FORMAR EMULSIONES.	19
3.1.2 SEGUNDA ETAPA: PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DE SURFACTANTES PARA PREVENIR LA FORMACIÓN DE EMULSIONES.	20
3.1.3 TERCERA ETAPA: PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DE SURFACTANTE PARA REMOVER UNA EMULSIÓN.	21
3.2 ANÁLISIS DEL SURFACTANTE SELECCIONADO EN LA VIABILIDAD DE UTILIZARLO EN LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA.	21
3.2.1 EVALUACIÓN DE DAÑO	22
3.2.2 SELECCIÓN DE LA SOLUCIÓN DE TRATAMIENTO.	23
3.2.3 ESTIMACIÓN DEL CAUDAL Y PRESIÓN DE INYECCIÓN.	23
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	24
4.1 CONCLUSIONES	24
4.2 RECOMENDACIONES	24
Bibliografía	25
ANEXOS	28

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1. Guía general para seleccionar la estimulación matricial y el fluido de tratamiento para la remoción del daño.	12
Tabla 2. Datos generales campo Parahuacu.	13
Tabla 3. Propiedades en arenisca T inferior.	14
Tabla 4. Datos pozo PRH 12	19
Tabla 5. Cuadro de resultados a la tendencia de formar emulsiones.	19
Tabla 6. Resultados de pruebas para prevenir emulsiones del pozo PRH-12	20
Tabla 7. Resultados de pruebas para remover emulsiones del pozo PRH-12	21
Tabla 8. Datos pozo PRH 12	47
Tabla 9. Datos pozo PRH 08	50
Tabla 10. Datos pozo PRH 12	50
Tabla 11. Datos pozo PRH 13	51
Tabla 12. Datos pozo PRH 15	51
Tabla 13. Datos pozo PRH 25	52

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1. Emulsión agua en petróleo.	8
Figura 2. Mecanismos para la inestabilidad de emulsiones	9
Figura 3. Tipos de estimulación de pozos.	10
Figura 4. Ubicación Campo Parahuacu.	13
Figura 5. IPR Pozo PRH-12	22
Figura 6. Emulsión entre fluidos con sólidos del yacimiento.	28
Figura 7. Mezcla de agua de formación con sólidos dispersos.	29
Figura 8. Inyección de surfactante para prevenir emulsiones.	29
Figura 9. Mezcla de agua de formación con sólidos dispersos etapa 2.	30
Figura 10. Inyección de surfactante para remover emulsiones después de 1 hora.	30
Figura 11. Inyección de surfactante para remover emulsiones después de 24 horas.	31
Figura 12. Hoja de seguridad y técnica surfactante catiónico #1.	32
Figura 13. Hoja de seguridad y técnica surfactante catiónico #2.	34
Figura 14. Hoja de seguridad y técnica surfactante no iónico #1.	37
Figura 15. Hoja de seguridad y técnica surfactante no iónico #2.	39
Figura 16. Hoja de seguridad y técnica surfactante no iónico #3.	42
Figura 17. Hoja de seguridad y técnica surfactante no iónico #4.	44
Figura 18. Diagrama mecánico pozo PRH-12	49

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
ANEXO 1. PRUEBAS EN LABORATORIO.	28
ANEXO 2. HOJAS DE SEGURIDAD Y TÉCNICAS DE SURFACTANTES.	32
ANEXO 3. ANÁLISIS DEL SURFACTANTE SELECCIONADO EN LA VIABILIDAD DE UTILIZARLO EN LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA.	47
ANEXO 4. DATOS DE PRODUCCIÓN DE POZOS CAMPO PARAHUACU PRODUCIENDO ARENA T INFERIOR.	50

RESUMEN

El uso adecuado de fluidos en el pozo durante los procesos de perforación en la zona de interés, completación y producción pueden disminuir el daño a la formación, principalmente causado por la incompatibilidad de los fluidos del pozo con los del yacimiento, provocando bloqueo por emulsiones, bloqueo por agua, taponamiento por sólidos dispersos, aumento del caudal de agua, entre otros. La presente investigación se enfocó esencialmente en la disminución del daño a la formación en la arenisca T inferior del campo Parahuacu causado por las emulsiones. La primera fase de la investigación seleccionó un surfactante para prevenir la formación y remover las emulsiones, se realizó ensayos en el laboratorio, aplicando las prácticas recomendadas de la norma API, con muestras de fluidos y roca de la arenisca; el surfactante se utilizó para disminuir el daño a la formación dando como resultado de las pruebas que el surfactante no iónico del grupo éter es el indicado para mejorar la separación de fluidos del yacimiento en la producción de hidrocarburos. En la segunda fase de la investigación se analizó como el surfactante seleccionado no iónico del grupo éter es aplicado en la estimulación matricial no reactiva para verificar su viabilidad de uso, realizando cálculos de presiones de inyección menores a la presión de fractura de la formación, también cálculos del volumen del surfactante y tiempo de inyección mínimo de 4.74 min y máximo de 24 horas; resultando como favorable y viable su utilización incrementando en 0.06% la producción de fluidos del yacimiento.

Palabras Clave: Estimulación matricial no reactiva, tensoactivo no iónico, campo Parahuacu.

ABSTRACT

The appropriate use of fluids in oil wells, during the drilling operations in formation of interest, completion and production could decreased the damage in formation of interest by the incompatibility of fluids from the well with the reservoir, these could cause blockage by emulsion, blockage by water, pugging by dispersed solids, level water increased, and more. This investigation is focused on the reduction of formation damage. The first phase selected a surfactant to prevent the formation and removal emulsions, testing was made in laboratory, applying recommended practices of API standard, with samples of fluids and sandstone rock. The use of surfactant was based on decreasing the formation damage, so, the no-ionic surfactant of ether group is the indicated to improve the separation of reservoir fluids in the production. In second phase was analyzed the no-ionic surfactant selected form ether group in the application in non-reactive matrix stimulation to check the viability of use, doing calculation of injection pressures lower than the fracture pressure of the formation, also calculation of surfactant volume and minimum injection time of 4.74 min and maximum time of 24 hours; resulting in favorable and viable use, increasing the production of reservoir fluids by 0,06%

Keywords: Non-reactive matrix stimulation, non-ionic surfactant, Parahuacu field.

INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

En la construcción de un pozo petrolero se tienen operaciones de perforación, cementación, completación, reacondicionamiento, limpieza y estimulación; en cada uno de estos procesos se necesitan de diferentes fluidos que según sus funciones puedan garantizar la estabilidad del pozo y de las diferentes rocas perforadas. (Islas Silva, 1991)

Dentro del pozo es importante cuidar y preservar la formación de interés donde se encuentra el yacimiento productor de petróleo, en esta zona se hará uso de fluidos que conserven y no alteren las propiedades de las rocas y fluidos del yacimiento. (Jaimes, y otros, 2014)

El problema con mayor impacto en los pozos petroleros, debido al uso de fluidos en las diferentes etapas de perforación de un pozo, es el daño a la formación o cambio en las propiedades de las rocas y fluidos, lo que genera una disminución en la producción de petróleo. (Guo, y otros, 2014)

El daño a la formación se presenta por bloqueo por agua, bloqueo de petróleo, bloqueo por emulsión, mojabilidad de la roca por petróleo, películas interfaciales, depósitos orgánicos, pérdidas de fluidos de perforación hacia la formación, entre otros. (Руфат, Джавид, Кязым, Эхтирам, & Фарид, 2017)

El bloqueo por emulsiones es uno de los daños más comunes que afecta la cara de la formación productora, debido a la tendencia del petróleo y los fluidos del pozo en formar emulsiones. (Jaimes, y otros, 2014)

1.1 EMULSIONES-SURFACTANTES

Como se muestra en la figura 1, una emulsión es el proceso en el cual dos líquidos inmiscibles se encuentran unidos sin mezclarse debido a la tensión interfacial entre ellos; uno se encuentra como gotas formando la parte dispersa dentro del otro líquido llamado dispersante. Los diámetros de las gotas están dentro del rango de 0,1 a 2 μm . (Aranberri, Binks, Clint, & Fletcher, 2006)

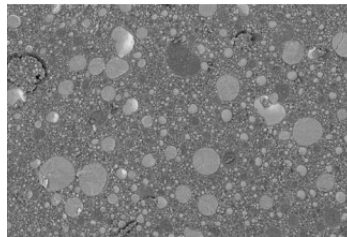


Figura 1. Emulsión agua en petróleo.
(Al-Ghamdi, Noik, Dalmazzone, & Kokal, 2007)

Las dispersiones suelen ser inestables, pero en ciertos casos por la presencia de agentes tensioactivos se convierten en estables ayudando a su separación. Existen 4 mecanismos de ruptura de emulsiones para volver inestables a una emulsión mostrados en la figura 2 (Aranberri, Binks, Clint, & Fletcher , 2006):

1. Creaming / sedimentación,
2. Floculación,
3. Coalescencia,
4. Engrosamiento de gotas (Ostwald ripening).

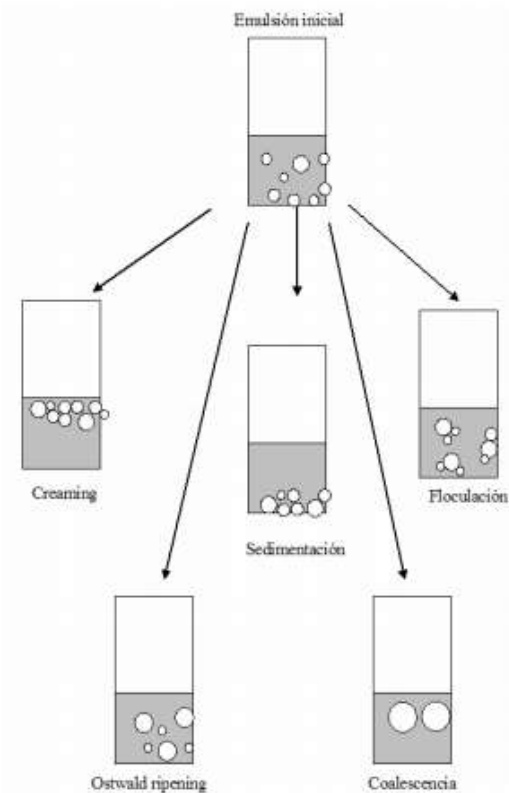


Figura 2. Mecanismos para la inestabilidad de emulsiones (Aranberri, Binks, Clint, & Fletcher , 2006)

Los agentes tensoactivos o surfactantes, provenientes de SURFace ACTive AgeNT (agente activo de superficie), son sustancias que actúan directamente en la reducción de la tensión interfacial que existe entre dos fluidos inmiscibles, logrando obtener fases estables y separadas. (Rosen & Kunjappu, 2012). Son compuestos de moléculas orgánicas con dos grupos químicos, uno a fin al agua llamado cabeza hidrófila y el otro a fin al petróleo llamado cadena hidrófoba. (Islas Silva, 1991)

Los agentes tensoactivos se clasifican según su naturaleza iónica en la cabeza hidrófila:

- Aniónicos: poseen carga negativa, su acción recomendada para romper emulsiones de agua en petróleo, mas tiene un efecto negativo al ser emulsionante del petróleo en agua.
- Catiónicos: poseen carga positiva, recomendado para romper emulsiones de petróleo en agua, pero tiene una acción negativa al ser emulsionante de agua en petróleo.
- No iónicos: no tiene cargas polares, su uso más recomendado en la estimulación de pozos debido que sus moléculas no se ionizan, no recomendado en yacimientos de alta salinidad y altas temperaturas.
- Anfóteros: con carga positiva y negativa, tienen estructura Zwitteriónica con pH intermedio, más utilizados como inhibidores de corrosión. (Rosen & Kunjappu, 2012)

1.2 ESTIMULACIÓN DE POZOS

Técnicas aplicadas en la cara de la formación productora para mejorar la conectividad con el pozo; con el fin de optimizar la producción en pozos productores, la inyección de agua, gas o vapor en pozos inyectores y mejorar los patrones de flujo (Economides & Nolte, 2000). Las técnicas se dividen en fracturamiento y estimulación matricial como lo indica la figura 3.

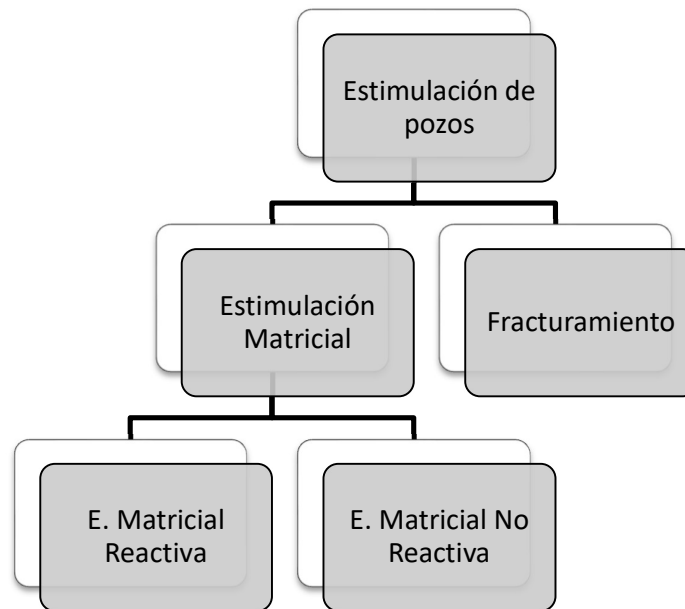


Figura 3. Tipos de estimulación de pozos.
(Economides & Nolte, 2000)
Modificado por Jhonathan Vera

1.2.1 ESTIMULACIÓN MATRICIAL

La estimulación matricial son tratamientos aplicados para inyectar fluidos a la formación, por debajo de la presión de fractura, para mejorar los fenómenos de superficie tales como la tensión superficial, permeabilidad, mojabilidad, capilaridad, entre otros.

1.2.2 ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA

La inyección de fluidos que no reaccionan químicamente con los materiales del yacimiento usualmente se utilizan soluciones acuosas u oleosas, alcoholes, solventes, principalmente los surfactantes. Se emplean para remover daños a la formación en especial los formados por emulsiones.

1.3 SURFACTANTES EN LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA

Los surfactantes principalmente son usados para la remoción de emulsiones y separación de los fluidos producidos, adicionalmente presenta otros beneficios como:

- Disminución de las fuerzas capilares en el medio poroso.
- Cambio en la mojabilidad dependiendo el tipo de roca.
- Disminución en la consistencia de películas rígidas interfaciales agua-petróleo. (Islas Silva, 1991)

La selección adecuada de surfactantes permite prevenir o remover determinados tipos de daños en la formación; esta selección se realiza aplicando la norma API RP 42.

1.3.1 NORMA API RP 42

Norma que contiene las prácticas recomendadas para las pruebas en laboratorio de agentes tensoactivos en la estimulación de pozos.

En la norma se aplican pruebas para:

- Determinar la tendencia de formar emulsiones.
- Selección de surfactantes para prevenir la formación de emulsiones.
- Selección de surfactantes para remover emulsiones. (API RP 42)

1.3.2 SELECCIÓN DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y FLUIDO DE TRATAMIENTO.

Dependiendo el tipo de daño se puede emplear un tipo de estimulación matricial como se muestra en la tala 1.

Tabla 1. Guía general para seleccionar la estimulación matricial y el fluido de tratamiento para la remoción del daño.

TIPO DE DAÑO	ESTIMULACIÓN MATRICIAL	
	NO REACTIVA	REACTIVA
Arcillas y finos	Solo las formaciones con temperaturas > 300°F, con agentes quelantes y surfactantes dispersantes de finos.	Puede ser recomendable
Bloqueo por agua	Fluidos acuosos con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes bajo tensores.	Recomendable
Bloqueo por emulsión	Fluidos acuosos u oleosos, con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes desémulsificantes.	No recomendable
Mojabilidad por aceite	Fluidos acuosos con surfactantes cambiadores de mojabilidad por agua (Pueden inyectarse previamente solventes mutuos)	No recomendable
Películas interfaciales	Fluidos oleosos (solventes), con o sin alcoholes y solventes mutuos y surfactantes desémulsificantes.	No recomendable
Incrustaciones de sales	No indicada	Indicada
Depósitos orgánicos	Solventes aromáticos con surfactantes dispersantes y bajo tensores y con o sin solventes mutuos.	No recomendable
Pérdida de lodo	Fluidos acuosos y oleosos con surfactantes dispersantes de finos.	Puede ser recomendable

(Islas Silva, 1991)

1.4 NORMATIVA LEGAL PARA EL CASO DE DAÑO A LA FORMACIÓN

Según el reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas del Ecuador se especifica que para evitar daños a la formación en zonas productivas se deben utilizar las mejores prácticas de la industria hidrocarburífera; antes de desarrollar un trabajo de estimulación matricial se deber realizar un análisis en laboratorio utilizando muestras de núcleo del yacimiento para comprobar

que no se va a producir daño en el mismo y además un análisis de compatibilidad entre los fluidos del yacimiento con el fluido inyectado. (Ministerio de Hidrocarburos, 2018).

1.5 INFORMACIÓN CAMPO PARAHUACU

El campo Parahuacu se encuentra ubicado al norte del Oriente ecuatoriano en la Provincia de Sucumbíos como se muestra en la figura 4. Es una estructura anticlinal alargada de dirección N-S de 20 km de largo por 4.5 km de ancho, limitado al este por una falla inversa.

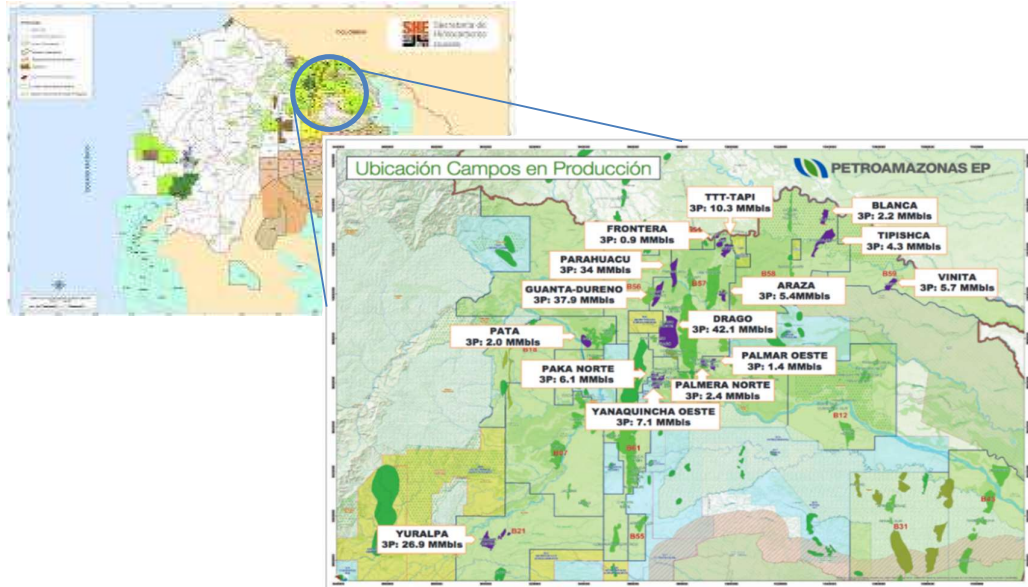


Figura 4. Ubicación Campo Parahuacu. (Petroamazonas EP, 2017)

El campo Parahuacu es un campo menor con 23 pozos perforados, en la tabla 2 se muestran algunos datos generales.

Tabla 2. Datos generales campo Parahuacu.

Fecha de inicio de producción	Diciembre 1 978
Número de pozos perforados	23
	Productores: 14 Cerrados: 9 Inyectores: 0 Reinyectores: 0
Producción (bpd)	3 159
API promedio	31.75
Reservorios productores	Principal Ui / Ti Secundarios BT / Ts

(Petroamazonas EP, 2017)

La arenisca T inferior se escogió por ser uno de los reservorios principales del campo. Está definida como cuarzosa de color café oscuro, de grano fino a medio, subangular a subredondeada regular, cemento ligeramente calcáreo, buena saturación de hidrocarburos, fluorescencia amarillo-blanquecina, corte rápido, sin residuo; tiene las siguientes propiedades las cuales se muestran en la tabla 3. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004)

Tabla 3. Propiedades en arenisca T inferior.

Entrampamiento	Estratigráfico	
Porosidad promedio (%)	13.95	
Permeabilidad promedio (mD)	247	
Espesor promedio (pies)	32.74	
Profundidad promedio TVD (pies)	9 814	
Presión de reservorio (lpc)	2 057	
POES (MMbbl)	96.48	
Reservas	1P (MMbbl):	12.799
	2P (MMbbl):	14.765
	3P (MMbbl):	16.632
FR	16.55	
Propiedades de los fluidos a condiciones de reservorio		
API	32.7	
Factor Volumétrico Bo	1.301	
Relación de solubilidad Rs (PC/BN)	260	
Viscosidad (cp)	1.7	

(Petroamazonas EP, 2017)

Actualmente el campo Parahuacu está produciendo de la arena T inferior en los pozos PRH-08, PRH-12, PRH-13, PRH-15, PRH-19 Y PRH-25

1.6 OBJETIVO

1.6.1 OBJETIVO GENERAL

Seleccionar un surfactante que evite la formación de emulsiones y su viabilidad de aplicarlo en la estimulación matricial no reactiva de la arena T inferior del campo Parahuacu.

1.6.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar pruebas en el laboratorio para determinar la tendencia de los fluidos de la arenisca T inferior a formar emulsiones y usar surfactante para evitar su formación.
- Realizar un análisis de la aplicación del surfactante seleccionado en la estimulación matricial no reactiva en la arenisca T inferior del campo Parahuacu.

METODOLOGÍA

2. METODOLOGÍA

El presente trabajo se dividió en dos fases: la primera fase se fundamentó en una investigación experimental utilizando muestras de rocas y fluidos de la arenisca T inferior del campo Parahuacu, para la selección de un surfactante que evite la formación de emulsiones y la segunda fase se realizó una investigación cualitativa para demostrar la viabilidad de su uso en la estimulación matricial no reactiva.

Las muestras de rocas y fluidos de la arenisca T inferior se las obtuvieron del campo Parahuacu. La información de las propiedades de rocas y fluidos fueron proporcionados por el Banco de información petrolera (BIPE). Las muestras se almacenaron en envases inertes para preservarlas, evitando su contaminación. Las muestras de rocas fueron pulverizadas en el laboratorio de Separación y tratamiento de rocas y minerales de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional para su uso en la investigación.

Para ambas fases se realizaron revisiones bibliográficas en libros y publicaciones, también se analizó la norma API RP 42 que es el fundamento de la investigación.

En cada fase se tuvieron diferentes etapas para la investigación los cuales se detallan a continuación:

2.1 PRIMERA FASE: PRUEBAS EN LABORATORIO PARA LA SELECCIÓN DE SURFACTANTES QUE EVITEN LA FORMACIÓN DE EMULSIONES.

Para esta fase de investigación se utilizaron surfactantes de tipo catiónico y no iónicos por sus características desmulsificantes, los procedimientos realizados los puede observar en el Anexo 1, esta fase se la realizó en tres etapas:

2.1.1 PRIMERA ETAPA: PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA TENDENCIA A FORMAR EMULSIONES.

Se aplicaron los procedimientos descritos en la norma API RP 42 para determinar si las muestras de rocas y fluidos obtenidos de la arenisca T inferior del campo Parahuacu tienden a formar emulsiones.

Se realizaron 3 mediciones por muestras de rocas y fluidos de cada pozo siguiendo el procedimiento indicado en la norma API RP 42:

- Se mezcló 25 ml de agua de formación con 2,5 gr de arena pulverizada de la formación.
- A la mezcla de agua de formación con los sólidos dispersos se añadió 75 ml de petróleo y se agitó de 14 000 a 18 000 revoluciones durante 30 segundos.
- Se vació la mezcla en una probeta de 100 ml graduada.
- Se observó a los 10 minutos si se separa el 90% del agua de formación.
- Se observó a los 30 minutos si se separa el 100% del agua de formación.

2.1.2 SEGUNDA ETAPA: PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DE SURFACTANTES PARA PREVENIR LA FORMACIÓN DE EMULSIONES.

Se aplicaron los procedimientos descritos en la norma API RP 42 para seleccionar un surfactante que prevenga la formación de emulsiones con las muestras de rocas y fluidos obtenidos de la arenisca T inferior del campo Parahuacu.

Procedimiento norma API RP 42:

- Se mezcló 25 ml de agua de formación con 2.5 gr de arena pulverizada de la formación.
- A la mezcla de agua de formación con los sólidos dispersos se añadió 75 ml de petróleo con surfactantes de 0.1 a 0.2% de su volumen y se agitó desde 14 000 a 18 000 revoluciones durante 30 segundos.
- Se vació la mezcla en una probeta de 100 ml graduada.
- Se observó si el agua de formación se separó a los pocos minutos.
- Se realizó la prueba con diferentes surfactantes y porcentajes de los mismo determinando el más efectivo y a menor costo.

2.1.3 TERCERA ETAPA: PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DE SURFACTANTE PARA REMOVER UNA EMULSIÓN.

Se aplicaron los procedimientos descritos en la norma API RP 42 para seleccionar un surfactante que remueva la formación de emulsiones con las muestras de rocas y fluidos obtenidos de la arenisca T inferior del campo Parahuacu.

Procedimiento norma API RP 42:

- Se mezcló 25 ml de agua de formación con 2,5 gr de arena pulverizada de la formación.

- A la mezcla de agua de formación con los sólidos dispersos se añadió 75 ml de petróleo más surfactantes de 2 a 3% de su volumen y se agitó desde 14 000 a 18 000 revoluciones durante 30 segundos.
- Se vació la mezcla en una probeta de 100 ml graduada.
- Se observó el porcentaje de agua liberada a la una y 24 horas de la prueba.
- Se realizó la prueba con diferentes surfactantes y porcentajes de los mismo determinando el más efectivo y a menor costo.

2.2 ANÁLISIS DEL SURFACTANTE SELECCIONADO EN LA VIABILIDAD DE UTILIZARLO EN LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA.

La segunda fase de la investigación se enfocó en el análisis de la estimulación matricial no reactiva con el surfactante seleccionado.

Se realizó un análisis abarcando datos técnicos, estimaciones de volúmenes de fluidos e índice de productividad:

2.2.1 EVALUACIÓN DE DAÑO

Valor de daño a la formación se recopiló de la información del pozo de estudio, también se recopiló información de análisis nodal y de índice de productividad.

2.2.2 SELECCIÓN DE LA SOLUCIÓN DE TRATAMIENTO.

La selección del surfactante para minimizar la formación de emulsiones fue determinada en la primera fase de la investigación aplicando los procedimientos descritos en la Norma API RP 42, el procedimiento descrito en el Anexo 1 numeral 1.1.3 “Procedimiento de selección de surfactante para remover una emulsión”.

2.2.3 ESTIMACIÓN DEL CAUDAL Y PRESIÓN DE INYECCIÓN.

Mediante las ecuaciones 1, 2 y 3 se calcularon los valores de caudal y presión de inyectividad del fluido de tratamiento.

Presión de fractura:

$$P_f = G_f D \quad [1]$$

Donde:

Pf: presión de fractura (psi)

Gf: gradiente de fractura (psi/pie)

D : profundidad del tope del intervalo perforado (pie)

Presión de inyección máxima:

$$P_s \text{ máx} < P_f - 0.433D\rho_f \quad [2]$$

Donde:

$P_s \text{ máx}$: presión máxima de inyección (psi)

P_f : presión de formación.

D : profundidad del tope del intervalo perforado (pie)

ρ_f : densidad del fluido de tratamiento.

$$q_i \text{ máx} = \frac{4.917 \times 10^{-6} k_f h_f (P_f - P_{ws})}{\mu_f \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad [3]$$

Donde:

$q_i \text{ máx}$: Caudal máximo de inyección (BPM)

k_f : permeabilidad de la formación (mD)

h_f : espesor de intervalo perforado (pies)

P_f : presión de formación.

P_{ws} : presión de fondo estático (psi)

μ_f : viscosidad del fluido de tratamiento (cp)

r_e : radio de drenaje del pozo (pies)

r_w : radio del pozo (pies)

Volumen requerido:

$$V_f = 23.5 \phi h_f (r_x^2 - r_w^2) \quad [4]$$

Donde:

V_f : volumen de fluido de estimulación (gal)

ϕ : porosidad de la formación (fracción)

h_d : espesor de intervalo perforado (pies)

2.2.4 ANÁLISIS DEL INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD.

Se evalúo mediante la ecuación:

$$J/J_o = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\ln(r_e/r_x) + \frac{k_f}{k_x} \ln(r_x/r_w)} \quad [5]$$

Donde:

r_e : radio de drenaje (pies)

r_w : radio del pozo (pies)

r_x : radio en la zona alterada

k_f : permeabilidad de la formación (mD)

k_x : permeabilidad en la zona dañada

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 PRIMERA FASE: PRUEBAS EN LABORATORIO PARA LA SELECCIÓN DE SURFACTANTES QUE EVITEN LA FORMACIÓN DE EMULSIONES.

3.1.1 PRIMERA ETAPA: PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA TENDENCIA A FORMAR EMULSIONES.

Las propiedades de los fluidos utilizados en la prueba están detalladas en la tabla 4 junto con propiedades del yacimiento y del pozo de estudio.

Tabla 4. Datos pozo PRH 12

S:	DAÑO		11.2
Gf:	Gradiente de fractura	(psi/pie)	0,71
D:	Profundidad del yacimiento	(pies)	9700
ρf:	Densidad de fluido de tratamiento	(g/cc)	1.03
kf:	permeabilidad formación	(mD)	70.7
Φ	porosidad de la formación	(fracción)	0,16
hf:	Espesor intervalo perforado	(pies)	38
Pws:	Presión de fondo estática	(psi)	1400
μf:	Viscosidad del fluido	(cp)	5.5
re:	radio de drenaje	(pies)	1221,8
rw:	radio del pozo	(pie)	0.29

De acuerdo con los tiempos de espera indicados en la Norma API RP 42, como se muestra en la tabla 4, no hubo separación de los fluidos mezclados de la arenisca T inferior del campo Parahuacu, demostrando la tendencia a la formación de emulsiones.

Tabla 5. Cuadro de resultados a la tendencia de formar emulsiones.

	TIEMPO DE SEPARACIÓN		
	10 min	30 min	24 h
Mezcla: 25 ml Agua de formación 2,5 gr Roca pulverizada 75 ml Petróleo	0%	0%	0%

3.1.2 SEGUNDA ETAPA: PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DE SURFACTANTES PARA PREVENIR LA FORMACIÓN DE EMULSIONES.

Al incluir los surfactantes en la mezcla de roca y fluidos, se observa la acción de los surfactantes de tipo no iónico que separan el agua de formación del petróleo, esta tendencia se tiene con las pruebas realizadas en los pozos de estudio.

Se muestran los resultados de las pruebas del pozo PRH-12 en la tabla 5. Se aplicó el surfactante según lo indicado en la norma (0.1% y 0.2% del volumen), además se realizaron las pruebas con un valor intermedio de 0.15% del volumen para comprobar la capacidad de los surfactantes para la separación de las emulsiones para la arenisca de estudio.

Tabla 6. Resultados de pruebas para prevenir emulsiones del pozo PRH-12

Surfactante	Porcentaje de surfactante	Hora inicial	Hora final	Tiempo	Volumen separado (ml)
Catiónico 1	0,10%	9:58:43	15:00:00	5:01:17	0
	0,15%	10:06:01	15:00:00	4:53:59	0
	0,20%	10:10:16	15:00:00	4:49:44	0
Catiónico 2	0,10%	10:15:11	15:00:00	4:44:49	0
	0,15%	10:18:34	15:00:00	4:41:26	0
	0,20%	10:22:09	15:00:00	4:37:51	0
No iónico 1	0,10%	10:26:24	10:52:23	0:25:59	10
	0,15%	10:29:39	10:52:00	0:22:21	10
	0,20%	10:32:26	10:43:59	0:11:33	15
No iónico 2	0,10%	10:36:41	15:00:00	4:23:19	0
	0,15%	10:40:20	15:00:00	4:19:40	0
	0,20%	10:43:20	15:00:00	4:16:40	0
No iónico 3	0,10%	10:57:58	15:00:00	4:02:02	0
	0,15%	11:01:54	15:00:00	3:58:06	0
	0,20%	11:05:04	15:00:00	3:54:56	0
No iónico 4	0,10%	11:15:56	11:25:00	0:09:04	10
	0,15%	11:19:50	11:25:48	0:05:58	15
	0,20%	11:24:34	11:29:06	0:04:32	15

Resultando el surfactante no iónico 4 del grupo éter el indicado para prevenir la formación de emulsiones la arenisca T inferior del Campo Parahuacu en los pozos evaluados.

3.1.3 TERCERA ETAPA: PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DE SURFACTANTE PARA REMOVER UNA EMULSIÓN.

Para remover emulsiones se inyectó a la mezcla de la prueba del 2 al 3% del volumen en surfactante; la separación de los fluidos del yacimiento se la obtuvo con los surfactantes de tipo no iónicos.

En la tabla 6 se muestran los resultados del análisis entre los 6 surfactantes de estudios y su función como desemulsionante.

Tabla 7. Resultados de pruebas para remover emulsiones del pozo PRH-12

Surfactante	Porcentaje de surfactante	Hora inicio	Volumen separado (ml) en tiempo de espera		Número de fases de los líquidos
			1 hora	24 horas	
Catiónico 1	2.0%	14:21:00	0	0	1
	2.5%	14:32:00	0	0	1
	3.0%	14:38:00	0	0	1
Catiónico 2	2.0%	14:44:00	0	2	1
	2.5%	14:53:00	5	10	2
	3.0%	14:58:00	5	10	2
No iónico 1	2.0%	15:04:00	15	25	2
	2.5%	15:11:00	20	25	2
	3.0%	16:00:00	25	25	2
No iónico 2	2.0%	15:24:00	5	10	2
	2.5%	15:30:00	5	10	2
	3.0%	15:35:00	5	10	2
No iónico 3	2.0%	15:41:00	2	5	2
	2.5%	15:45:00	2	5	2
	3.0%	15:42:00	5	5	2
No iónico 4	2.0%	15:51:00	20	22	2
	2.5%	15:54:00	20	22	2
	3.0%	15:57:00	20	25	2

El surfactante no iónico 4 del grupo éter es el indicado para remover las emulsiones formadas en la arenisca T inferior del campo Parahuacu. Se tiene esta tendencia para los demás pozos que producen de la arenisca T inferior.

3.2 ANÁLISIS DEL SURFACTANTE SELECCIONADO EN LA VIABILIDAD DE UTILIZARLO EN LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA.

Se tomó como pozo de investigación el pozo PRH 12 y se realizó el análisis de aplicar el surfactante en la estimulación matricial no reactiva.

3.2.1 EVALUACIÓN DE DAÑO

La figura 5 de Índice de Productividad evalúa el rendimiento del pozo al presentar el comportamiento de las presiones versus el caudal. La figura 6 muestra el análisis nodal calculado para el pozo PRH-12.

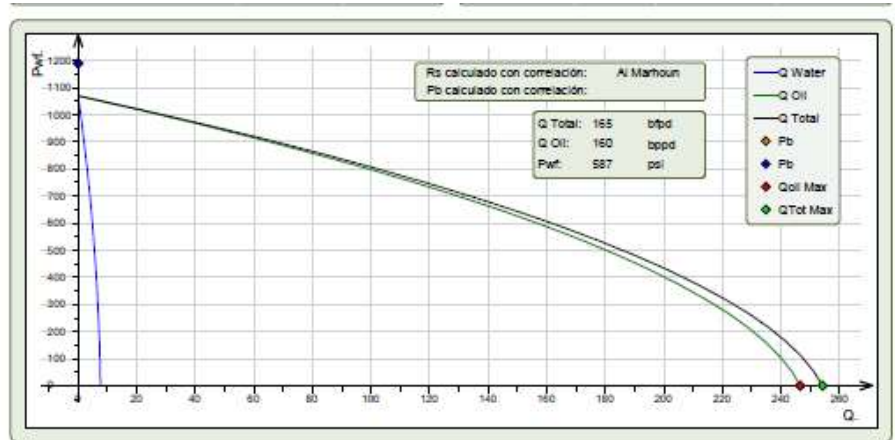


Figura 5. IPR Pozo PRH-12
(Petroamazonas EP, 2017)

El pozo PRH 12 presenta una curva de IPR según las figuras 5 y 6.



Figura 5.1 IPR Pozo PRH-12
(Petroamazonas EP, 2017)

Con las curvas IPR y con las pruebas realizadas en campo, se obtuvo que el pozo PRH-12 posee un daño a la formación de 11.2.

3.2.2 SELECCIÓN DE LA SOLUCIÓN DE TRATAMIENTO.

Realizadas las pruebas en laboratorio, se seleccionó al surfactante no iónico 4 de grupo éter por separar la emulsión que existe entre los fluidos del yacimiento, además para prevenir la formación y remover las emulsiones según las prácticas de la norma API RP 42.

3.2.3 ESTIMACIÓN DEL CAUDAL Y PRESIÓN DE INYECCIÓN.

- La presión de fractura calculado de para la arenisca T inferior:

$$P_f = 6887 \text{ psi}$$

- Para aplicar la estimulación matricial no reactiva se tiene que inyectar el fluido con una presión máxima:

$$P_s \text{ máx} < 2561 \text{ psi}$$

- Bombear el fluido con un caudal máximo de inyección:

$$q_i \text{ máx} = 1,58 \text{ BPM}$$

- Volumen requerido para la inyección de fluido de tratamiento.

$$V_f = 737,26 \text{ gal}$$

- Tiempo de inyección mínimo de inyección:

$$t_f = 11,11 \text{ min}$$

Tiempo máximo de inyección 24 horas.

- Análisis del incremento de productividad,

$$J/J_o = 1.06$$

Se tuvo un valor de J/J_o mayor a uno, para el resultado obtenido de 1,06 indica un incremento en la producción significativo del 0,06% volumen.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Se realizaron las pruebas en laboratorio y se comprueba la tendencia de los fluidos de la arenisca T inferior del campo Parahuacu en formar emulsiones.
- Después de transcurridos 4min 32 segundos al 0,2% del volumen de surfactante, un surfactante no iónico del grupo éter puede prevenir la formación de emulsiones.
- En el tiempo máximo de 24 horas de aplicación al 3% de volumen de surfactante en la arena T inferior, un surfactante no iónico del grupo éter puede remover las emulsiones.
- Realizados los cálculos se determinó que el uso del surfactante no iónico del grupo éter en la estimulación matricial no reactiva previene y elimina la formación de emulsiones, pero su incremento en la producción de fluidos aumentaría en 0.06% de volumen, siendo un mecanismo de recuperación de crudo no tan favorable para este caso de estudio.

4.2 RECOMENDACIONES

- Las muestras de roca deben conservar los fluidos originales del yacimiento y ser manipuladas según las prácticas recomendadas API, para evitar cualquier alteración en las pruebas en el laboratorio y obtener resultados confiables.
- Durante las pruebas en laboratorio, al mezclar los fluidos a altas revoluciones se debe cuantificar la pérdida de volumen por la liberación del gas disuelto en el petróleo, el cual se libera también por el rompimiento de las emulsiones y uso del surfactante.
- El tiempo máximo de uso de los surfactantes en la estimulación matricial no reactiva será de 24 horas según prácticas recomendadas en norma; verificar al final de este tiempo el volumen que admitió la formación de surfactante, realizar pruebas de producción y calcular el nuevo daño a la formación.

- Realizar el análisis económico de la investigación al aplicar la estimulación matricial no reactiva con los costos de los surfactantes para cuantificar el valor de la inversión.
- Incluir otras disciplinas a la investigación como geoquímica y microbiología para ampliar el estudio de los fenómenos que ocurren al usar los surfactantes en la estimulación matricial no reactiva y como alteran al daño de formación.

BIBLIOGRAFÍA

Bibliografía

- Al-Ghamdi, A. M., Noik, C., Dalmazzone, C., & Kokal, S. (2007). Experimental Investigation of emulsions stability in GOSPs. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, 1-9.
- Alvarez, J., & Schechter, D. (2015). Wettability alteration and spontaneous imbibition in unconventional liquid reservoirs by surfactant additives. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, 1-16.
- Amer, A., Dearing, H., Jones, R., & Sergiacomo, M. (2016). Drilling through salt formations: a drilling fluids review. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, 1-10.
- Ameri, A., Smout, M., Van Doorn, M., & Boeije, C. (2017). Experimental study of switchable nonionic to cationic surfactants for acid diversion in high-temperature matrix stimulation. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, 1-14.
- Aranberri, I., Binks, B., Clint, J., & Fletcher, P. (2006). ELABORACION Y CARACTERIZACIÓN DE EMULSIONES ESTABILIZADAS POR POLIMEROS Y AGENTES TENSIOACTIVOS. *Revista Iberoamericana de Polímeros*, 211-231.
- Armirola, F., Machacon, M., Pinto, C., Milne, A., Lastre, M., & Miquilina, E. (2011). Combining matrix stimulation and gravel packing using a non-acid based fluid. *Society of petroleum Engineers (SPE)*, 1-14.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Institut français d'études andines.
- Carrera, L., Morales, O., Sierra, F., Teran, N., Monge, A., & Alvarez, J. (2015). Abrasive perforation technique optimize production and avoid reservoir damage in Coca field Ecuador. *Society of petroleum Engineers (SPE)*, 1-12.
- Economides, M., & Frick, T. (1994). Optimization of horizontal well matrix treatments. *Society of petroleum Engineers (SPE)*, 1-7.
- Economides, M., & Nolte, K. (2000). *Reservoir stimulation (3rd edition)*. Houston, USA: Wiley.
- Espinosa, J., Good, D., Torres, C., Steel, R., & Olariu, C. (2016). Integrated geological, petrophysical and reservoir properties of the Upper and Middle T sandstones, Tarapoa Block, Oriente Basin, Ecuador. *Society of petroleum Engineers (SPE)*, 1-25.
- Gonzalez, G., Bermeo, D., Alvarez, T., Lafournère, J., Henson, R., Fonseca, C., & Vega, J. (2015). Improving recovery from a mature reservoir by understanding the stratigraphy, Eden-Yutury field, Oriente Basin, Ecuador. *Society of petroleum Engineers (SPE)*, 1-17.
- Guo, J., Lu, C., Xiao, Y., Ren, J., She, C., & Sang, Y. (25 de Marzo de 2014). Reservoir stimulation techniques to minimize skin factor of Longwangmiao Fm gas reservoirs in the Sichuan Basin. *ScienceDirect*, 83-88.

- Hernandez, R., & Bustillos, S. (2016). Integrated productivity analysis for revitalizing a mature field in Ecuador. *Society of petroleum Engineers (SPE)*, 1-17.
- Islas Silva, C. (1991). *Manual de estimulación matricial de pozos petroleros*. México: Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.
- Izurieta, A., Pastrana, W., Pazos, J., Davila, E., Rabanal, J., Vallejo, R., . . . Diaz, A. (2015). Integrated characterization workflow enables Ecuador NOC to increase oil production from very thin sand reservoirs. *Society of petroleum Engineers (SPE)*, 1-15.
- Jaimes, M., Castillo, R., Villar, A., Escobar, M., Dorado, R., & Acevedo, N. (2014). Integrated Analysis To Identify and Prevent Formation Damage Caused by Completion Brines: A Colombian Field Application. *SPE*, 1-17.
- Khaleel, O., Teklu, T., Alamari, W., Abass, H., & Kazemi, H. (2019). Wettability alteration of carbonate reservoir cores-laboratory evaluation. *Society of petroleum Engineers (SPE)*, 1-12.
- Lafoumère, J.-P., Dutan, J., Naranjo, M., Bringer, F., Suter, A., Vega, J., & Bolaños, J. (2013). Unveiling reservoir characteristics of a Vintage field, Shushufindi project, Ecuador. *Society of petroleum Engineers (SPE)*, 1-15.
- Lafournère, J.-P., Bringer, F., & Reeder, L. (2015). Quantitative characterization of porosity partitioning from NMR logs in siliciclastic reservoirs-Ecuador. *Society of petroleum Engineers (SPE)*, 1-16.
- Lomba, R., Cardoso, F., & D'Almeida, R. (2015). New approach on drilling fluids technology to improve drilling performance. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, 1-10.
- Martiz, A., Samaniego, S., Aray, Y., & Paredes, R. (2015). Synergism Between Ionic and Nonionic Surfactants for Producing Low Interfacial Tension at Oil-Water Interface. *Society of Petroleum Engineering SPE*, 1-17.
- Ministerio de Hidrocarburos. (2 de febrero de 2018). Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas. *Artículo 60*. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Petroamazonas EP. (2017). *Ronda Campos Menores Campo Parahuacu*. Quito: Petroamazonas EP.
- Pilgun, S., & Aramelev, A. (2013). Environmentally compatible drilling fluids. *Society of petroleum Engineers (SPE)*, 1-7.
- Pinto, G., & Ayala, D. (2017). Optimización de la producción del campo Parahuacu mediante técnicas de estimulación. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, 1-6.
- Popov, S., Natsepnskaya, A., Okromelidze, G., Garshina, O., Khvotscin, P., Grebneva, F., & Nekrosova, I. (2013). The innovate approach to use of emulsion drilling fluid-reversible inverted drilling fluid. *Society of petroleum Engineers (SPE)*, 1-14.

- Rosen, M. J., & Kunjappu, J. T. (2012). *Surfactants and Interfacial Phenomena (4th edition)*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, INC.
- Salazar, F., Rachid, R., Jimenez, J., Milne, A., & Ali, S. (2013). Hydraulic fracturing with water-based fluids in water-sensitive formations. *Society of petroleum Engineers (SPE)*, 1-10.
- Strom, S., Karimi, M., Halvor, K., & Gaaso, R. (2008). The future drilling scenario. *Offshore technology conference*, 1-7.
- Subramanian, D., & Firoozabadi, A. (2015). Effect of surfactants and water on inhibition of asphaltene precipitation and deposition. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, 1-18.
- Toro-Alava, J., Luzuriaga, K., Corozo, O., & Coral, L. (2015). Reservoir chracterization and geological model for the lower T sanstone and lower U sandstone, Tapi-TTT oilfield, Oriente Basin, Ecuador: A core-and log-based study. *Society of petroleum Engineers (SPE)*, 1-30.
- Zhang, G., Yu, J., Du, C., & Lee, R. (2015). Formulation of surfactants for very low/high salinity surfactant flfoding without alkali. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, 1-16.
- Руфат, Г., Джавид, Б., Кязым, С., Эхтирам, А., & Фарид, И. (2017). Влияние обводнения на изменение продуктивности скважин и скинфактора. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, 1-15.

ANEXOS

ANEXOS

ANEXO 1. PRUEBAS EN LABORATORIO.

1.1 SELECCIÓN DE SURFACTANTES PARA EVITAR LA FORMACIÓN DE EMULSIONES

1.1.1 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA TENDENCIA A FORMAR EMULSIONES.

- Se mezcla 25 ml de agua de formación con 2,5 gr de arena pulverizada con 75 ml de petróleo y se mezcla a 14000 a 18000 rpm mostrando una mezcla compacta que no se separa como se muestra en la figura 7.



Figura 6. Emulsión entre fluidos con sólidos del yacimiento.

1.1.2 PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DE SURFACTANTES PARA PREVENIR LA FORMACIÓN DE EMULSIONES.

- Se mezcla 25 ml de agua de formación con 2,5 gr de arena pulverizada como se muestra en la figura 8.



Figura 7. Mezcla de agua de formación con sólidos dispersos.

- Se mezcló durante 30 segundos desde 14000 a 18000 revoluciones: petróleo y surfactantes al 0.1%, 0.15% y 0.2% con el agua con sólidos dispersos.
- Se dejó reposar durante 10 min y se observa el porcentaje de agua separada como se muestra en la figura 9.

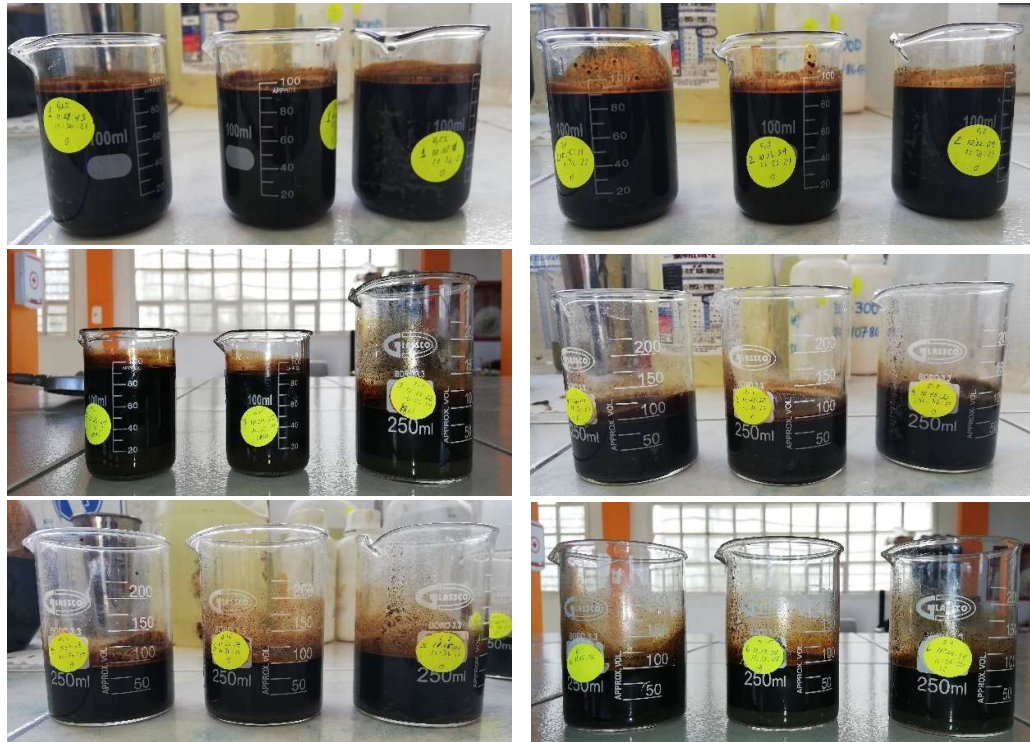


Figura 8. Inyección de surfactante para prevenir emulsiones.

1.1.3 PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DE SURFACTANTE PARA REMOVER UNA EMULSIÓN.

- Se mezcla 25 ml de agua de formación con 2,5 gr de arena pulverizada como se muestra en la figura 10.



Figura 9. Mezcla de agua de formación con sólidos dispersos etapa 2.

- Se mezcló durante 30 segundos desde 14000 a 18000 revoluciones: petróleo y surfactantes al 2%, 2.5% y 3% con el agua con sólidos dispersos.
- Se dejó reposar durante una hora y se observa el porcentaje de agua separada como se muestra en la figura 11.

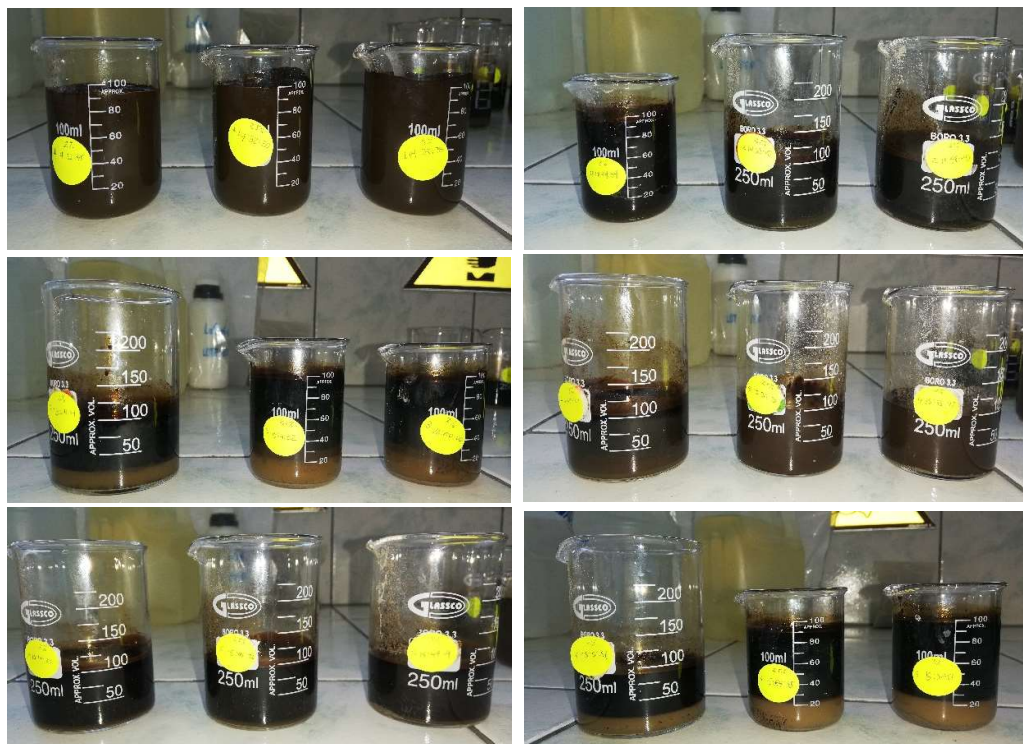


Figura 10. Inyección de surfactante para remover emulsiones después de 1 hora.

- Se dejó reposar por 24 horas y se observa el porcentaje de agua separada como se muestra en la figura 12.

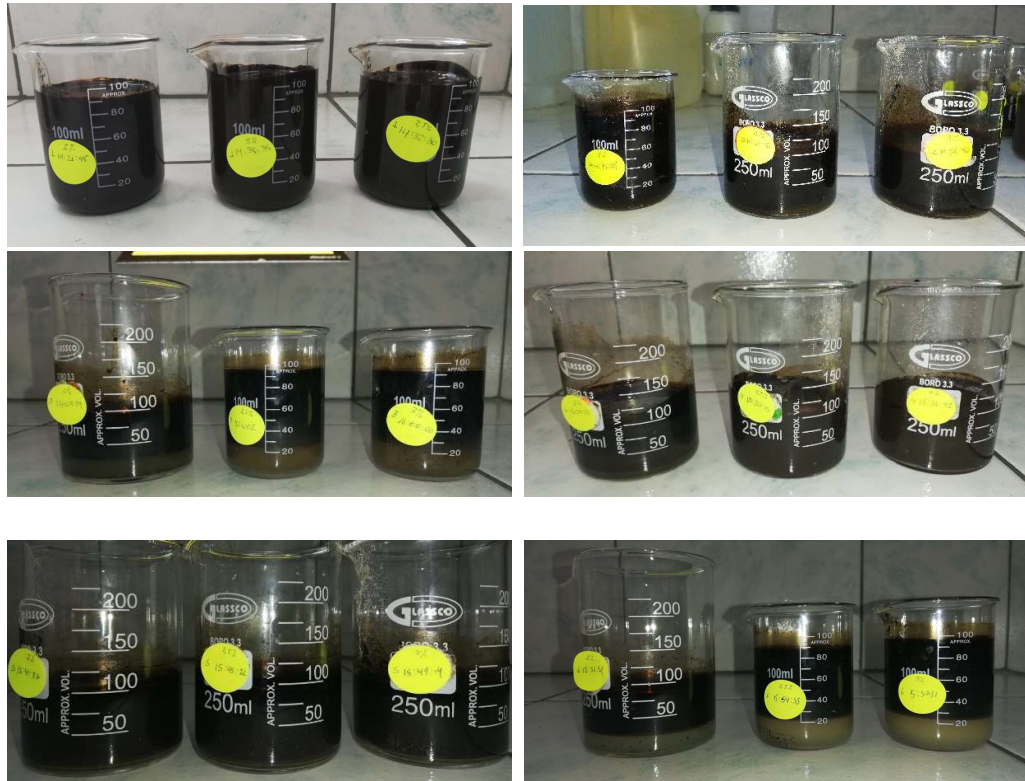


Figura 11. Inyección de surfactante para remover emulsiones después de 24 horas.

ANEXO 2. HOJAS DE SEGURIDAD Y TÉCNICAS DE SURFACTANTES.

SURFACTANTE CATIONICO 1

SAFETY DATA SHEET

Revisión numero: 1

SECCIÓN 1: IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTO Y DE LA COMPAÑÍA.

1.1. Identificación del producto

Nombre químico: Surfactante
Sinónimos: N/D
Familia química: Mezclas propias

1.2. Usos adecuado y restringidos de la sustancia.

Aplicaciones: Surfactante
Usos no recomendados: Para consumo alimenticio.

SECCIÓN 2: IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS.

Clasificación ONU: Clase 9 Misceláneo

Clasificación NFPA: Salud: 2 Inflamabilidad: 1 Reactividad: 0

EFFECTOS ADVERSOS POTENCIALES PARA LA SALUD:

Inhalación: La inhalación de la neblina o humos generados por altas temperaturas, puede causar irritación del aparato respiratorio.

Ingestión: En caso de que este producto sea ingerido (tragado), puede ocasionar disturbios en el tracto digestivo, irritación de la boca, garganta, tráquea, síntomas de náuseas, vómito y dolor abdominal. Puede causar daño al hígado y a los riñones.

Contacto con los ojos: Puede ocasionar irritación a los ojos.

Contacto con la piel: El contacto breve causa irritación con enrojecimiento. El contacto prolongado, por ejemplo, debido al uso de ropas humedecidas con el producto, puede causar severa irritación, inflamación del área o destrucción del tejido

Efectos de Sobreexposición: Irritación dolorosa con sensación de quemaduras en las paredes del tracto respiratorio.

SECCIÓN 3: COMPOSICIÓN E INFORMACIÓN DE LOS INGREDIENTES PELIGROSOS

Sustancia	Numero CAS	Concentración, (w/w)
Nonil Fenol	104-40-5	10 - 30 %

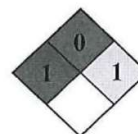
Figura 12. Hoja de seguridad y técnica surfactante catiónico #1.

PRECAUCIONES DE ALMACENAMIENTO:

NO use recipientes de acero al carbono, use recipientes de plástico.

SISTEMA HMIS III

SALUD	1
INFLAMABLE	0
PELIGRO FÍSICO	1
PROTECCIÓN PERSONAL	G

ROMBO NPFA 704

SECCIÓN 8: EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL

EQUIPOS DE PROTECCIÓN:**VENTILACIÓN:**

Proveer ventilación adecuada de escape general y local.

RESPIRADORES:

Deberá usarse equipo respiratorio adecuado si la concentración en aire excede un nivel aceptable. Para concentraciones mínimas utilice máscara contra vapores orgánicos.

GUANTES PROTECTORES:

Usar guantes protectores hechos de: Goma, neopreno o PVC.

PROTECCIÓN DE OJOS:

Use lentes de seguridad o máscaras aprobadas.

OTRA PROTECCIÓN:

Use ropa apropiada para prevenir cualquier posibilidad de contacto con la piel

TRABAJO HIGIENICO DE RUTINA:

Lavarse al terminar cada turno de trabajo y antes de comer o fumar, y antes de usar el baño. Lavarse inmediatamente si la piel llega a ser mojada o contaminada. Inmediatamente quitarse cualquier ropa que llegue a ser contaminada. Use crema para las manos para que no se le seque la piel.

SECCIÓN 9: PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

Apariencia y Color	: Líquido incoloro
Olor	: Característico
Solubilidad en Agua (20°C)	: Miscible
pH	: 3.0 – 5.0
Densidad (16°C)	: 0.97 – 1.08 g / cm ³

Figura12.1 Hoja de seguridad y técnica surfactante catiónico #1.

Product Data

SURFACTANTE CATIÓNICO 2

Catiónico 2

Water Treatment Additive

DESCRIPTION:

water treatment additive is a water soluble, liquid, quaternary ammonium compound which possesses excellent surface active and corrosion inhibition properties.

APPLICATION:

additive is recommended for use in waters where a cationic/wetting agent is desired. Oilfield problems which this product can control are:

- Oil carryover by de-oiling oil wet solids such as iron sulfide.
- Increases in water injection pressure.
- Swelling of water sensitive clays.

This product is an effective corrosion inhibitor in preventing acid or saline attack and can be used in systems containing hydrogen sulfide.

TYPICAL PROPERTIES:

Specific Gravity, 60°F(16°C)	0.925
Specific Weight, 60°F (16°C)	8.20 lbs/US gal
Flash Point, SFCC	142°F(61°C)
Pour Point	25°F(-4°C)
Solubility	Water soluble
Ionic character	Cationic

FEATURES AND BENEFITS:

Feature:

- Allows more water injection into formations

Benefit:

- Increases oil production

Feature:

- De-oils solids

Benefit:

- Reduces water filtration costs

Feature:

- Excellent cold weather handling properties

Benefits:

- Helps clean out water injection systems
- Minimal storage and pumping requirements

MATERIAL COMPATIBILITY:

Suitable:

Metals: aluminum, mild steel, 304 stainless steel, 316 stainless steel

Plastics: PLEXIGLAS, HD polyethylene, PVC, fiberglass

Elastomers: TEFLON, VITON

Not Suitable:

Metals: admiralty brass, copper

Plastics: HD polypropylene

Elastomers: Buna N (rubber), neoprene, HYPALON

SAFETY AND HANDLING:

Before handling, storage or use, see the Material Safety Data Sheet (MSDS) for details.

Figura 13. Hoja de seguridad y técnica surfactante catiónico #2.

Section 7. Handling and storage

Conditions for safe storage, including any incompatibilities : Store in accordance with local regulations. Store in a segregated and approved area. Store in original container protected from direct sunlight in a dry, cool and well-ventilated area, away from incompatible materials (see Section 10) and food and drink. Store locked up. Eliminate all ignition sources. Separate from oxidizing materials. Keep container tightly closed and sealed until ready for use. Containers that have been opened must be carefully resealed and kept upright to prevent leakage. Do not store in unlabeled containers. Use appropriate containment to avoid environmental contamination.

Section 8. Exposure controls/personal protection

Control parameters

Occupational exposure limits

Ingredient name	Exposure limits
Methanol	ACGIH TLV (United States, 3/2016). Absorbed through skin. STEL: 328 mg/m ³ , 0 times per shift, 15 minutes. STEL: 250 ppm, 0 times per shift, 15 minutes. TWA: 262 mg/m ³ , 0 times per shift, 8 hours. TWA: 200 ppm, 0 times per shift, 8 hours. OSHA PEL (United States, 6/2016). TWA: 260 mg/m ³ , 0 times per shift, 8 hours. TWA: 200 ppm, 0 times per shift, 8 hours. OSHA PEL 1989 (United States, 3/1989). Absorbed through skin. STEL: 325 mg/m ³ , 0 times per shift, 15 minutes. STEL: 250 ppm, 0 times per shift, 15 minutes. TWA: 260 mg/m ³ , 0 times per shift, 8 hours. TWA: 200 ppm, 0 times per shift, 8 hours.
Quaternary ammonium compounds	None.

Consult local authorities for acceptable exposure limits.

If OSHA permissible exposure levels are shown above they are the OSHA 1989 levels or are from subsequent OSHA regulatory actions. Although the 1989 levels have been vacated the 11th Circuit Court of Appeals, Baker Hughes recommends that these lower exposure levels be observed as reasonable worker protection.

Appropriate engineering controls : Use only with adequate ventilation. Use process enclosures, local exhaust ventilation or other engineering controls to keep worker exposure to airborne contaminants below any recommended or statutory limits. The engineering controls also need to keep gas, vapor or dust concentrations below any lower explosive limits. Use explosion-proof ventilation equipment.

Individual protection measures

Hygiene measures : Wash hands, forearms and face thoroughly after handling chemical products, before eating, smoking and using the lavatory and at the end of the working period. Appropriate techniques should be used to remove potentially contaminated clothing. Wash contaminated clothing before reusing.

Eye/face protection : Wear chemical safety goggles. When transferring material wear face-shield in addition to chemical safety goggles. If inhalation hazards exist, a full-face respirator may be required instead.

Hand protection : Chemical-resistant gloves: Nitrile or Neoprene gloves.

Skin protection : Wear long sleeves and chemical resistant apron to prevent repeated or prolonged skin contact.

Figura 13.1 Hoja de seguridad y técnica surfactante catiónico #2.

Section 8. Exposure controls/personal protection

Respiratory protection : If a risk assessment indicates it is necessary, use a properly fitted supplied air respirator complying with an approved standard. Respirator selection must be based on known or anticipated exposure levels, the hazards of the product and the safe working limits of the selected respirator.

Section 9. Physical and chemical properties

Appearance

Physical state : Liquid.
Color : Amber.
Odor : Alcohol/amine-like.
Odor threshold : Not available.
pH : Not available.
Melting/freezing point : Not available.
Boiling point : Not available.
Initial Boiling Point : Not available.
Flash point : Closed cup: 61.1°C (142°F) [SFCC]
Burning time : Not applicable.
Burning rate : Not applicable.
Evaporation rate : Not available.
Flammability (solid, gas) : Flammable in the presence of the following materials or conditions: open flames, sparks and static discharge and heat.
Lower and upper explosive (flammable) limits : Lower: 6%
Upper: 36.5%
Vapor pressure : 21.4 kPa (160.3 mm Hg) @ 54.4°C (Reid)
Vapor density : >1 [Air = 1]
Relative density : 0.9844 (15.6°C)
Density : 8.2001 (lbs/gal)
Solubility in water : Soluble
Partition coefficient: n-octanol/water : Not available.
Auto-ignition temperature : Not available.
Decomposition temperature : Not available.
Viscosity : Dynamic (16°C): 39.13 cP
VOC : Not available.
Pour Point : Not available.

Section 10. Stability and reactivity

Reactivity : No specific test data related to reactivity available for this product or its ingredients.
Chemical stability : The product is stable.
Possibility of hazardous reactions : Under normal conditions of storage and use, hazardous reactions will not occur.
Conditions to avoid : Avoid all possible sources of ignition (spark or flame). Do not pressurize, cut, weld, braze, solder, drill, grind or expose containers to heat or sources of ignition. Do not allow vapor to accumulate in low or confined areas.

Figura 13.2 Hoja de seguridad y técnica surfactante catiónico #2.

SAFETY DATA SHEET

Revisión numero: 1

SECCIÓN 1: IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTO Y DE LA COMPAÑÍA.

1.1. Identificación del producto

Nombre químico: Surfactante
 Sinónimos: N/D
 Familia química: Mezclas propias

No iónico del grupo alquil

1.2. Usos adecuado y restringidos de la sustancia.

Aplicaciones: Surfactante
 Usos no recomendados: Para consumo alimenticio.

SECCIÓN 2: IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS.

Clasificación ONU: Clase 9 Misceláneo

Clasificación NFPA: Salud: 3 Inflamabilidad: 0 Reactividad: 0

EFECTOS ADVERSOS POTENCIALES PARA LA SALUD:

Inhalación: La inhalación de la neblina o humos generados por altas temperaturas, puede causar irritación del aparato respiratorio.

Ingestión: En caso de que este producto sea ingerido (tragado), puede ocasionar disturbios en el tracto digestivo, irritación de la boca, garganta, tráquea, síntomas de náuseas, vómito y dolor abdominal. Puede causar daño al hígado y a los riñones.

Contacto con los ojos: Puede ocasionar irritación a los ojos.

Contacto con la piel: El contacto breve causa irritación con enrojecimiento. El contacto prolongado, por ejemplo, debido al uso de ropas humedecidas con el producto, puede causar severa irritación, inflamación del área o destrucción del tejido

Efectos de Sobreexposición: Irritación dolorosa con sensación de quemaduras en las paredes del tracto respiratorio.

SECCIÓN 3: COMPOSICIÓN E INFORMACIÓN DE LOS INGREDIENTES PELIGROSOS

Sustancia	Numero CAS	Concentración, (w/w)
DDBSA	25155-30-0	10 - 30 %

Figura 14. Hoja de seguridad y técnica surfactante no iónico #1.

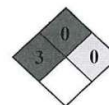
PRECAUCIONES DE ALMACENAMIENTO:

NO use recipientes de acero al carbono, use recipientes de plástico.

SISTEMA HMIS III

SALUD	3
INFLAMABLE	0
PELIGRO FÍSICO	0
PROTECCIÓN PERSONAL	G

ROMBO NPFA 704



SECCIÓN 8: EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL

EQUIPOS DE PROTECCIÓN:



VENTILACIÓN:

Proveer ventilación adecuada de escape general y local.

RESPIRADORES:

Deberá usarse equipo respiratorio adecuado si la concentración en aire excede un nivel aceptable. Para concentraciones mínimas utilice máscara contra vapores orgánicos.

GUANTES PROTECTORES:

Usar guantes protectores hechos de: Goma, neopreno o PVC.

PROTECCIÓN DE OJOS:

Use lentes de seguridad o máscaras aprobadas.

OTRA PROTECCIÓN:

Use ropa apropiada para prevenir cualquier posibilidad de contacto con la piel

TRABAJO HIGIENICO DE RUTINA:

Lavarse al terminar cada turno de trabajo y antes de comer o fumar, y antes de usar el baño. Lavarse inmediatamente si la piel llega a ser mojada o contaminada. Inmediatamente quitarse cualquier ropa que llegue a ser contaminada. Use crema para las manos para que no se le seque la piel.

SECCIÓN 9: PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

Apariencia y Color	: Líquido incoloro
Olor	: Característico
Solubilidad en Agua (20°C)	: Miscible
pH	: 6.0 – 8.0
Densidad (16°C)	: 0.9 – 1.2 g / cm ³

Figura14.1 Hoja de seguridad y técnica surfactante no iónico #1.

Product Data

SURFACTANTE NO IÓNICO 2

AGENTE HUMECTANTE

4

DESCRIPCION

WAW14252 agente humectante es un surfactante no iónico designado para uso en las aguas de formación de los campos petroleros y agua fresca. Ha demostrado utilidad para uso en la estimulación de pozos de inyección y producción. Escalas cubiertas de crudo consistentes de CaCO₃, CaSO₄ y FeS son removidas más efectivamente por el uso de este producto.

APLICACION

WAW14252 agente humectante debería ser aplicado vía inyección continua. Una concentración de 10-100 ppm debería ser suficiente para ayudar en la remoción de sólidos de la mayoría de sistemas de producción/inyección.

PROPIEDADES TIPICAS

Forma	Líquida
Gravedad específica @ 72	F (22C) 0.983
Peso específico @ 72 F (22C)	8.19 lbs/US gal
Punto de ebullición	84 F (29C)
Punto de derrame	-40F (-40C)
Solubilidad	Soluble en agua
pH	9.0 – 10.0

CARACTERISTICAS Y BENEFICIOS

Característica:

Remueve crudo y grasa de las superficies

Beneficio:

Mejora la apariencia y seguridad del lugar de trabajo

Característica:

Lava con agua

Beneficio:

Deja la superficie limpia seca de agua

Característica:

Excelentes propiedades de manejo en climas fríos

Beneficio:

Mínimo requerimiento de almacenaje y bombeo

COMPATIBILIDAD DE MATERIALES

Adecuado:

Metales: aluminio, acero inoxidable 304, acero inoxidable 316, latón, cobre.
Plásticos: PLEXIGLAS, Polietileno HD, Fibra de vidrio, Polipropileno HD, PVC
Elastómeros: TLEFON, VITON, Buna N, (caucho)

Figura 15. Hoja de seguridad y técnica surfactante no iónico #2.

8 . Controles de exposición/protección personal

Manos	: Guantes químicamente resistentes: Guantes de Nitrilo o neopreno. 4H guantes. Guantes de goma butílica.
Ojos	: Anteojos de la seguridad de los productos químicos del desgaste. Cuando visera material de transferencia del desgaste además de anteojos de la seguridad de los productos químicos.
Piel	: Póngase manguitos largos y otra ropa protectora para evitar el contacto repetido o prolongado con la piel.

9 . Propiedades físicas y químicas

Estado físico	: Líquido. [Claro.]
Punto de Inflamación	: Vaso cerrado: 26.3°C (79.3°F) [TCC]
Temperatura de autoignición	: No disponible.
Límites de inflamabilidad	: No disponible.
Color	: Incoloro.
Olor	: Como alcohol.
pH	: 9 a 10
	: sin diluir
Punto de ebullición/condensación	: No disponible.
Punto Inicial de Ebullición	: No disponible.
Punto de fusión/congelación	: No disponible.
Densidad relativa	: 0.973 (17°C)
Densidad	: 8.1091 (lbs/Galones)
Densidad de vapor	: >1 [Aire= 1]
Umbral del olor	: No disponible.
Índice de evaporación	: No disponible.
COV	: No disponible.
Viscosidad	: No disponible.
Solubilidad (Agua)	: Soluble
Presión de vapor	: No disponible.
Punto de fluidez	: No disponible.
Coefficiente de partición (LogKow)	: No disponible.

10 . Datos sobre la estabilidad y la reactividad

Estabilidad química	: El producto es estable.
Posibilidad de reacciones peligrosas	: En condiciones normales de almacenamiento y uso, no ocurre reacción peligrosa.
Polimerización peligrosa	: Bajo condiciones normales de almacenamiento y uso, no ocurrirá una polimerización peligrosa.
Condiciones que deben evitarse	: Evitar todas las fuentes posibles de ignición (chispa o llama). No someta a presión, corte, suelde, suelde con latón, taladre, esmerile o esponga los envases al calor o fuentes térmicas. No permita que el vapor se acumule en áreas bajas o cerradas.
Materiales que deben evitarse	:

Figura 15.1 Hoja de seguridad y técnica surfactante no iónico #2.

10 . Datos sobre la estabilidad y la reactividad

Reactivo o incompatible con los siguientes materiales: materiales oxidantes y materiales reductores.

El metanol es incompatible y puede reaccionar con el bromuro del acetilo, las soluciones de aluminio alquil, el hidruro del berilio, ácido nítrico, el tricloruro del boro, ácido nítrico, el cloruro cianurico, el diclorometano, el dietilcinc, los metales (formas granuladas de – del aluminio y del magnesio incluyendo las sales del aluminio y del cinc), el óxido del fósforo III, y el tert-tert- butóxido del potasio.

- Productos de descomposición peligrosos** : Bajo condiciones normales de almacenamiento y uso, no se deben producir productos de descomposición peligrosos.
- Condiciones de reactividad** : Altamente inflamable en la presencia de los siguientes materiales o condiciones: llamas abiertas, chispas y descargas estáticas y calor.

11 . Información toxicológica

Toxicidad aguda

Nombre de producto o ingrediente	Resultado	Especies	Dosis	Exposición
Metanol	DL50 Dérmica	Conejo	15800 mg/kg	-
	DL50 Oral	Conejo	14200 mg/kg	-
	DL50 Oral	Rata	5600 mg/kg	-
	CL50 Inhalación Gas.	Rata	64000 ppm	4 horas
	CL50 Inhalación Vapor	Ratón	50000 ppm	4 horas
	DL50 Dérmica	Conejo	1800 a 2300 mg/kg	-
Alquil fenol oxialquilado	DL50 Oral	Rata	1310 mg/kg	-

Toxicidad crónica Observaciones

1) Metanol

El metanol es un componente de este producto. Debido a que el metanol es eliminado del cuerpo mas lentamente que el etanol, puede tener toxicidad acumulativa con las exposiciones repetidas (ACGIH, 1992).

La exposición cutánea, oral, y de la inhalación aguda al metanol puede causar efectos la depresión del sistema nervioso, efectos ópticos del nervio, la visión disminuida, y efectos del cerebro (necrosis y el hemorragias). (Bennett, I.L. et al, 1953)

La ingestión del metanol puede causar la depresión del sistema nervioso central, acidosis metabólica, visión y ceguera velada, los efectos gastrointestinales, y coma y muerte. (Clayton, G.D. and Clayton, F.E., 1982, Patty's Industrial Hygiene and Toxicology, Vol2C) La exposición cutánea al metanol puede causar la depresión del sistema nervioso central, la visión velada, y efectos gastrointestinales. (Downie, A et al, 1992, Occupational Medicine, 42, pp 47-9) La inhalación crónica del metanol puede causar la depresión del sistema nervioso central, la visión velada, y efectos gastrointestinales. (Frederick, L.J. et al, 1984, AIHA Journal, 45, pp 51-5) La inhalación crónica del metanol ha causado efectos del hígado en animales de laboratorio. (Poon, R y otros, 1994, Toxicology and Industrial Health 10:231-245) La exposición oral crónica ha causado efectos del sistema nervioso central y efectos del ojo en animales de laboratorio. [Youssef, A. F. et al (1993) Neurotoxicology and Teratology 15: 223-227; Baumbach, G.L. et al (1977) Archives of Ophthalmology 95: 1859-1865; Hayreh, M.S. et al (1977) Archives of Ophthalmology 95: 1851-1858; Hayreh, M.S. et al (1980) Ocular toxicity of methanol: An experimental study – Raven Press, New York, pages 35-53; and Martin-Amat, G. et al (1977) Archives of Ophthalmology 95: 1847-1850]

El metanol ha producido mutagenicidad in vivo en los estudios animales. (Pereira, M.A. et al, 1982) y (Ward, J. B. et al, 1983)

El metanol fue mutagénico en levadura (RTECS). El metanol ha causado aberraciones cromosómicas en levadura (RTECS) y saltamontes (Saha & Khudabaksh, 1974).

El metanol ha causado defectos de nacimiento en ratas expuestas oralmente (Infurna et al, 1981) y por vía de inhalación (Nelson et al, 1984; Nelson et al, 1985) . La exencefalia (un defecto en la estructura ósea del cráneo que deja el cerebro expuesto), y paladar partido (una fisura en la estructura ósea del techo de la boca (paladar), labios o área facial, que ocurre durante el estado embrionario de desarrollo) se vieron aumentados, en fetos de ratones expuestos al metanol a

Figura 15.2 Hoja de seguridad y técnica surfactante no iónico #2.

HOJA DE SEGURIDAD DE PRODUCTOS QUÍMICOS

1. IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTO USO: SURFACTANTE NO IÓNICO

2. COMPOSICION/ INFORMACION SOBRE LOS INGREDIENTES SUSTANCIA O MEZCLA: MEZCLA

Nombre Químico / sinónimo	N° CAS/ EINECS	Concentración (%)
Nonil fenol etoxilado / para-nonilfenol	9016-45-9	< 26
Propanol	ND	< 10
Butilglicol	ND	< 10
Metanol	ND	< 5

3. IDENTIFICACION DE LOS PELIGROS

PELIGROS A LA SALUD:

Irritante ocular.

PELIGROS AMBIENTALES:

A largo plazo puede provocar efectos negativos en el medio ambiente acuático.

MEDIDAS DE SEGURIDAD:

Usar los equipos de protección personal recomendados en el apartado 8.

PELIGROS ESPECÍFICOS:

CONTACTO CON LOS OJOS: Irritante por contacto prolongado.

CONTACTO CON LA PIEL: Por contacto prolongado puede causar irritación en personas susceptibles.

INHALACIÓN: El vapor o neblina puede dar lugar a irritación del tracto respiratorio.

INGESTIÓN: Nocivo por ingestión. Causa irritación estomacal, intestinal, náuseas

Figura 16. Hoja de seguridad y técnica surfactante no iónico #3.

HOJA DE SEGURIDAD DE PRODUCTOS QUIMICOS

9. PROPIEDADES FISICO Y QUÍMICAS

ESTADO FISICO:	Liquido
COLOR:	Incoloro
OLOR:	Inodoro
pH a 25 °C:	5,00 – 7,70 al 100%
PUNTO INICIAL DE EBULLICIÓN (°C):	ND
PUNTO FINAL DE EBULLICIÓN (°C):	ND
TEMPERATURA DE DESCOMPOSICION (°C):	ND
PUNTO DE INFLAMACION (°C):	NA
TEMPERATURA DE AUTOIGNICION (°C):	NA
PROPIEDADES EXPLOSIVAS:	NA
PRESION DE VAPOR:	ND
DENSIDAD DE VAPOR:	ND
DENSIDAD (Kg/m3):	0,95 – 1,05
SOLUBILIDAD:	100% en Agua
COEFICIENTE DE PARTICION OCTANO-AGUA:	ND
GRAVEDAD ESPECÍFICA (a 25 °C):	NA
ÍNDICE DE REFRACCIÓN:	ND
% ACTIVO:	ND
% SÓLIDOS:	ND
% SOLVENTES:	NA
VISCOSIDAD CINEMATICA (cst):	NA

NA: No aplica ND: No Determinado

10. ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD

ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD:

Estable bajo las condiciones de manejo y almacenamiento descritas en la sección 7.

CONDICIONES A EVITAR:

Altas temperaturas, materiales incompatibles

MATERIALES A EVITAR:

Oxidantes fuertes, álcalis fuertes, ácidos

POLIMERIZACION:

No ocurre

PRODUCTOS PELIGROSOS DE DESCOMPOSICIÓN:

No se descompone si se almacena y aplica como se indica. La descomposición térmica puede producir óxidos de Carbono, óxidos de nitrógeno.

11. INFORMACION TOXICOLOGICA

TOXICIDAD AGUDA:

Alcohol metílico puro:
LD50 oral (rata): 5628 g/Kg

Figura 16.1 Hoja de seguridad y técnica surfactante no iónico #3.

FICHA DE DATOS DE SEGURIDAD

Nombre comercial del producto:

1. Identificación

1.1. Identificador del producto

Sinónimos: Ninguno/a
Familia química: Mezcla *No iónico*

1.2 Usos pertinentes identificados de la sustancia o de la mezcla y usos desaconsejados

Aplicación: No iónico Surfactante
Usos desaconsejados: No hay información disponible

2. Identificación de los peligros

2.1 Clasificación de acuerdo con el párrafo (d) de §1910.1200

Lesiones o irritación ocular graves	Categoría 1 - H318
Carcinogenicidad	Categoría 2 - H351
Toxicidad específica en determinados órganos (stot) — exposición única	Categoría 2 - H371
Toxicidad acuática aguda	Categoría 2 - H401
Toxicidad aguda para el medio ambiente acuático	Categoría 2 - H411
Líquidos inflamables.	Categoría 2 - H225

2.2. Elementos de la etiqueta

Figura 17. Hoja de seguridad y técnica surfactante no iónico #4.

Almacenamiento	P403 + P235 - Almacenar en un lugar bien ventilado. Mantener en lugar fresco
	P405 - Guardar bajo llave
Eliminación	P501 - Eliminar el contenido / el recipiente de conformidad con los reglamentos / regionales / nacionales / internacionales locales

2.3 Peligros sin otra clasificación
Ninguno conocido

3. Composición/información sobre los componentes

Sustancias	Número CAS	Porcentaje (%)	GHS Classification - US
Etanol	64-17-5	30 - 60%	Eye Irrit. 2A (H319) Flam. Liq. 2 (H225)
Nafta de petroleo aromatico pesado	64742-94-5	10 - 30%	STOT SE 3 (H336) Asp. Tox. 1 (H304) Aquatic Acute 2 (H401) Aquatic Chronic 2 (H411)
Poly(oxy-1,2-ethanediyl), alpha-(4-nonylphenyl)-omega-hydroxy -, ramificado	127087-87-0	1 - 5%	Skin Irrit. 2 (H315) Eye Corr. 1 (H318) STOT SE 2 (H371) Aquatic Acute 1 (H400) Aquatic Chronic 1 (H410)
Naftaleno	91-20-3	1 - 5%	Acute Tox. 4 (H302) Carc. 2 (H351) Aquatic Acute 1 (H400) Aquatic Chronic 1 (H410) Flam. Sol. 2 (H228)

El porcentaje exacto (concentración) de la composición ha sido retenido como propiedad.

4. Primeros auxilios

4.1. Descripción de los primeros auxilios

Inhalación	Si el producto se inhala, traslade la víctima a un sitio bien ventilado y procure atención médica.
Ojos	Lave de inmediato los ojos con un chorro de agua abundante durante al menos 30 minutos. Busque atención médica rápidamente.
Piel	Lávese inmediatamente con jabón y abundante agua por lo menos durante 15 minutos mientras se quita la ropa y zapatos contaminados todo. Si la irritación persiste procure atención médica.
Ingestión	NO induzca el vómito. No administre nada por vía oral.

4.2 Principales síntomas y efectos, agudos y retardados

Produce irritación ocular grave que puede dañar los tejidos. Cancerígeno potencial. Puede ocasionar daños en órganos internos.

4.3. Indicación de toda atención médica y de los tratamientos especiales que deban dispensarse inmediatamente

Notas para el médico Tratar los síntomas

5. Medidas de lucha contra incendios

5.1 Medios de extinción

Medios de extinción apropiados
Niebla de agua, dióxido de carbono, espuma, polvo químico seco.

Figura 17.1 Hoja de seguridad y técnica surfactante no iónico #4.

8.2 Controles técnicos apropiados

Controles técnicos Utilice en un sitio bien ventilado. Se debe utilizar extracción local en áreas que no tengan buena ventilación cruzada.

8.3 Medidas de protección individual, tales como equipos de protección personal

Equipo de protección personal Si los controles de ingeniería y las prácticas de trabajo no pueden evitar una exposición excesiva, deberá determinarse por parte de un higienista industrial u otro profesional cualificado la selección y el uso adecuado de equipos protectores para los empleados según la aplicación específica de este producto.

Protección respiratoria Si dirigir controles y prácticas del trabajo no puede guardar la exposición debajo de límites de exposición ocupacional o si la exposición es desconocida, no usa un EN certificado, europeo 149 de NIOSH del estándar, o el respirador equivalente al usar este producto. La selección de y la instrucción en usar todo el equipo protector personal, incluyendo respiradores, se deben realizar por el higienista industrial o el otro profesional cualificado. Respirador para vapores orgánicos.

Protección de las manos Guantes de hule de butilo Guantes de neopreno

Protección de la piel Delantal de hule.

Protección de los ojos Visor químico, use también una careta si hubiera riesgos de salpicaduras.

Otras precauciones Los lavajos y las regaderas de seguridad deben estar en lugares accesibles.

9. Propiedades físicas y químicas

9.1. Información sobre propiedades físicas y químicas básicas

Estado físico: Líquido **Color** Ámbar
Olor: Alcohol **Umbral olfativo:** No hay información disponible

<u>Propiedad</u> Comentarios/ - Método	<u>Valores:</u>
pH:	7
Punto de congelación	-60.51 °C / -76.9 °F
Punto de fusión / intervalo de fusión	No hay datos disponibles
Punto de ebullición / intervalo de ebullición	78.4 °C / 173.1 °F
Punto de Inflamación	13 °C / 55.3 °F PMCC
Inflamabilidad (sólido, gas)	No hay datos disponibles
Límite superior de inflamabilidad	19%
Límite inferior de inflamabilidad	3.3%
Tasa de evaporación	No hay datos disponibles
Presión de vapor	No hay datos disponibles
Densidad de vapor	No hay datos disponibles
Densidad relativa	0.911
Solubilidad en el agua	Soluble en agua
Solubilidad en otros disolventes	No hay datos disponibles
Coefficiente de partición: n-octanol/agua	No hay datos disponibles
Temperatura de autoignición	No hay datos disponibles
Temperatura de descomposición	No hay datos disponibles
Viscosidad	No hay datos disponibles
Propiedades explosivas	No hay información disponible
Propiedades comburentes	No hay información disponible

9.2. Información adicional

Contenido en COV (%) No hay datos disponibles

10. Estabilidad y reactividad

10.1. Reactividad

No se espera que sea reactivo

Figura 17.2 Hoja de seguridad y técnica surfactante no iónico #4.

ANEXO 3. ANÁLISIS DEL SURFACTANTE SELECCIONADO EN LA VIABILIDAD DE UTILIZARLO EN LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA.

Datos de pozos PRH-12:

Tabla 8. Datos pozo PRH 12

S:	DAÑO		11.2
Gf:	Gradiente de fractura	(lpc/pie)	0,71
D:	Profundidad del yacimiento	(pies)	9 700
ρf:	Densidad de fluido de tratamiento	(g/cc)	1.03
kf:	permeabilidad formación	(mD)	70.7
Φ	porosidad de la formación	(fracción)	0,16
hf:	Espesor intervalo perforado	(pies)	38
Pws:	Presión de fondo estática	(lpc)	1 400
μf:	Viscosidad del fluido	(cp)	5.5
re:	radio de drenaje	(pies)	1 221,8
rw:	radio del pozo	(pie)	0.29

Cálculos

1. Cálculo de presión de fractura

$$P_f = G_f D$$

$$P_f = 0.71 \times 9\,700$$

$$P_f = 6\,887 \text{ lpc}$$

2. Cálculo de presión de inyección máxima en la superficie

$$P_s \text{ máx} < P_f - 0.433 D \rho_f$$

$$P_s \text{ máx} < 6887 - 0.433 \times 9700 \times 1,03$$

$$P_s \text{ máx} < 2560 \text{ lpc}$$

3. Cálculo de caudal de inyección máximo

$$q_i \text{ máx} = \frac{4.917 \times 10^{-6} k_f h_d (P_f - P_{ws})}{\mu_f \times \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$$

$$q_i \text{ máx} = \frac{4.917 \times 10^{-6} \times (70.7) \times (38) \times (6\,887 - 1\,400)}{5.5 \times \ln \left(\frac{1221.8}{0.29} \right)}$$

$$q_i \text{ máx} = 1.58 \text{ BPM}$$

4. Cálculo de volumen de fluido de estimulación.

$$V_f = 23.5 \emptyset h_f \times (r_x^2 - r_w^2)$$

$$V_f = 23.5 \times (0.16) \times (38) \times (2.29^2 - 0.29^2)$$

$$V_f = 737.26 \text{ gal}$$

5. Cálculo de tiempo de inyección.

$$t_f = \frac{0.023805 \times V_f}{q_i \text{ máx}}$$

$$t_f = \frac{0.023805 \times (737.26)}{1.58}$$

$$t_f = 11,1 \text{ min}$$

6. Cálculo del incremento de productividad esperado al remover el daño.

$$J/J_o = \frac{\text{Ln}(r_e/r_w)}{\text{Ln}(r_e/r_x) + \frac{k_f}{k_x} \text{Ln}(r_x/r_w)}$$

$$J/J_o = \frac{\text{Ln}(1221.8/0.29)}{\text{Ln}(1221.8/2.29) + \frac{70.7}{90} \text{Ln}(2.29/0.29)}$$

$$J/J_o = 1.06$$

Si:

$J/J_o < 1$; estimulación matricial no reactiva no se debe aplicar, disminuyendo la producción.

$J/J_o = 1$; estimulación matricial no reactiva no indica incremento en la producción.

$J/J_o > 1$; estimulación matricial no reactiva se debe aplicar, mejorando la producción.

RTE = 500'
GLE = 893'

BASAL TENA (2 DPP)
10150' - 10180' (32') SQ

ARENA "A" (2 DPP)
10884' - 10904' (20') SQ
10910' - 10922' (12') SQ

ARENA "B" (4 DPP)
11074' - 11084' (20') SQ
11106' - 11124' (18')

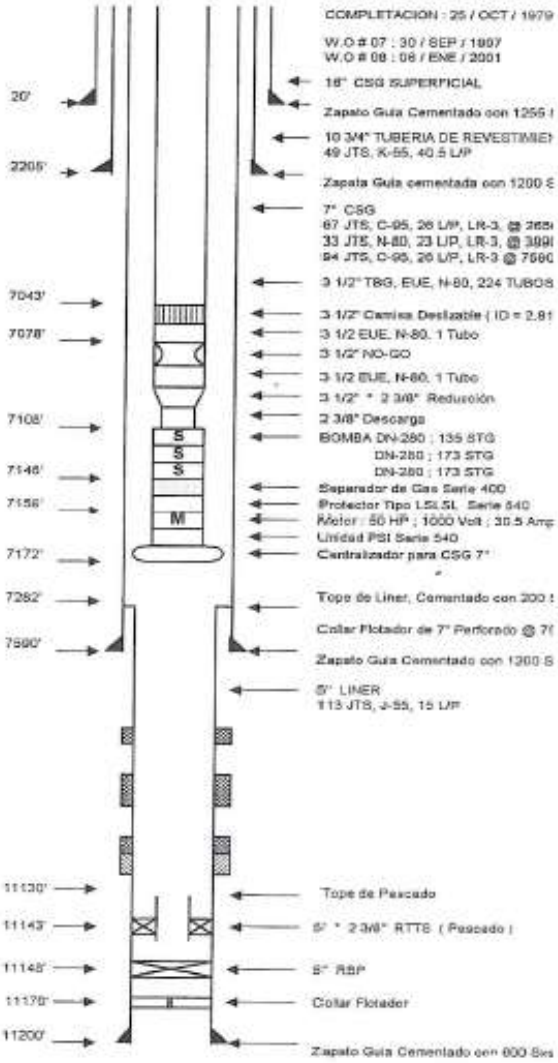


Figura 18. Diagrama mecánico pozo PRH-12
(Petroamazonas, 2010)

ANEXO 4. DATOS DE PRODUCCIÓN DE POZOS CAMPO PARAHUACU PRODUCIENDO ARENA T INFERIOR.

PARAHUACU 08

Tabla 9. Datos pozo PRH 08

METODO			PPH
PRESIONES	PLNTA		3 800
	INyec	VOLT	3 720
	PC.		50
	PM.		26
	PS.		23
PRODUCCION REAL	BFPD		123,46
	BPPD		111,92
	BAPD		11,536
	BSW		9,3
	API		31,2
ARENA			TI
TIPO DE BOMBA			JET 9H
GAS			245
GOR			2 189
SALINIDAD (ppm)			2 650

PARAHUACU 12

Tabla 10. Datos pozo PRH 12

METODO			PPS
PRESIONES	PLNTA		BES
	INyec	VOLT	1 272
	PC.		100
	PM.		25
	PS.		22
PRODUCCION REAL	BFPD		593
	BPPD		583
	BAPD		9,486
	BSW		1,60
	API		33,20
ARENA			TI
TIPO DE BOMBA			TD-1 000
GAS			558
GOR			974
SALINIDAD (ppm)			10 950

PARAHUACU 13

Tabla 11. Datos pozo PRH 13

METODO			PPH
PRESIONES	PLNTA		3 800
	INyec	VOLT	3 650
	PC.		62
	PM.		26
	PS.		25
PRODUCCION REAL	BFPD		158,02
	BPPD		139,75
	BAPD		18,264
	BSW		11,6
	API		31,9
ARENA			TI
TIPO DE BOMBA			JET 10I
GAS			194
GOR			1 388
SALINIDAD (ppm)			12 500

PARAHUACU 15

Tabla 12. Datos pozo PRH 15

METODO			PPH
PRESIONES	PLNTA		3 800
	INyec	VOLT	3 700
	PC.		50
	PM.		25
	PS.		23
PRODUCCION REAL	BFPD		255,04
	BPPD		185,32
	BAPD		69,721
	BSW		27,3
	API		31,2
ARENA			TI
TIPO DE BOMBA			JET 10-I
GAS			200
GOR			1 079
SALINIDAD (ppm)			12 000

PARAHUACU 25

Tabla 13. Datos pozo PRH 25

METODO		PPS	
PRESIONES	PLNTA		BES
	INyec	VOLT	2 180
	PC.		50
	PM.		CTK
	PS.		CTK
PRODUCCION REAL	BFPD		261
	BPPD		230
	BAPD		31,320
	BSW		12
	API		29,2
ARENA		TI	
TIPO DE BOMBA		H675	
GAS			
GOR			
SALINIDAD (ppm)		17 000	