



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 16 de enero de 2019

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Carlos Andrés Arcos Rodríguez, con C.C. No. 1.084.258.559,

Hernán David Vega Baquero, con C.C. No. 1.075.289.320,

\_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_,

\_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o \_\_\_\_\_

titulado FORMULACIÓN A NIVEL DE LABORATORIO DE SURFACTANTES NO IÓNICOS PARA FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL

presentado y aprobado en el año 2018 como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE: CARLOS ANDRÉS ARCOS RODRÍGUEZ

Firma: \_\_\_\_\_

EL AUTOR/ESTUDIANTE: HERNÁN DAVID VEGA BAQUERO

Firma: \_\_\_\_\_



**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** Formulación a nivel de laboratorio de surfactantes no iónicos para fluidos de estimulación matricial

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Arcos Rodríguez	Carlos Andrés
Vega Baquero	Hernán David

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Pinzón Torres	Carmen

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Caicedo Rincón	Henry Ferney
Gutierrez Charry	Hibeth

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE:** Ingeniero de Petróleos

**FACULTAD:** Ingeniería

**PROGRAMA O POSGRADO:** Petróleos

**CIUDAD:** Neiva

**AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2018

**NÚMERO DE**

**PÁGINAS:** 81



**TIPO DE ILUSTRACIONES** (Marcar con una X):

Diagramas X Fotografías X Grabaciones en discos \_\_\_ Ilustraciones en general X  
Grabados \_\_\_ Láminas \_\_\_ Litografías \_\_\_ Mapas \_\_\_ Música impresa \_\_\_ Planos \_\_\_  
Retratos \_\_\_ Sin ilustraciones \_\_\_ Tablas o Cuadros X

**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento:

**MATERIAL ANEXO:**

**PREMIO O DISTINCIÓN** (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Estimulación</u>	<u>Stimulation</u>	6. <u>Caracterización</u>	<u>Characterization</u>
2. <u>Estimulación Matricial</u>	<u>Matrix Stimulation</u>	7. <u>Compatibilidad</u>	<u>Compatibility</u>
3. <u>Surfactante</u>	<u>Surfactant</u>	8. <u>Tensión interfacial</u>	<u>Interfacial Tension</u>
4. <u>Rompedor de emulsión</u>	<u>Emulsion Breaker</u>	9. <u>Mojabilidad</u>	<u>Wettability</u>
5. <u>Espumante</u>	<u>Foaming</u>	10. <u>Detergencia</u>	<u>Detergency</u>

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

En el presente trabajo de grado se presenta el proceso de formulación de cuatro productos que serán utilizados por la empresa Guacamaya Oil Services S.A.S., en tratamientos de estimulación matricial. Los productos formulados son: un surfactante no iónico para fluidos base agua, un surfactante no iónico para fluidos base aceite, un espumante y un rompedor de emulsión que trabaje tanto en fluidos base agua como en fluidos base aceite.

Se realizaron numerosas pruebas de laboratorio con cada una de las 15 bases no iónicas iniciales y sus respectivas mezclas para conocer la sinergia entre ellas. Las pruebas de laboratorio realizadas fueron clasificadas en tres: caracterización inicial de los crudos de trabajo, compatibilidad de las bases



<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>3 de 4</b>
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

no iónicas hasta obtener los productos deseados y pruebas de los productos finales junto con fluidos de estimulación.

Durante la caracterización de crudos se realizaron pruebas como determinación de la gravedad API, BSW y viscosidad. Una vez caracterizados los crudos se procedió con las pruebas de compatibilidad de las bases iniciales dentro de las cuales tenemos pruebas de mojabilidad visual, detergencia, compatibilidad fluido-fluido y determinación de la tensión interfacial. Posteriormente y dependiendo de los resultados obtenidos en esta primera parte, se realizaron mezclas entre bases y solventes (alcohol etílico, butil glicol y xileno), hasta obtener los productos finales con las propiedades óptimas requeridas.

Finalmente se probaron los productos finales junto con fluidos de estimulación matricial (ácidos, solventes y salmueras), con el fin de verificar su efectividad a la hora de ser inyectados a la formación.

**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

In the present thesis work, we show the formulation process of four products that will be used by the company Guacamaya Oil Company S.A.S., in the matrix stimulation treatments. The formulated products are: a non-ionic surfactant for water-based fluids, a non-ionic surfactant for oil-based fluids, a foaming agent and an emulsion breaker that works in both water-based fluids and oil-based fluids.

Laboratory tests were carried out with each of the 15 initial non-ionic bases and their respective mixtures to know the synergy between them. The laboratory tests carried out were classified into three types: initial characterization of the crude oils, compatibility of the non-ionic bases until the desired products are obtained and test of the final products mixed with stimulation fluids.

In the initial stage of crude characterization, tests were carried out such as determination of API gravity, BSW and viscosity. Once the crudes were characterized, the compatibility tests of the initial bases were carried out, within which we have tests of visual wettability, detergency, fluid-fluid compatibility and determination of the interfacial tension. Subsequently and depending on the obtained results in this first part, mixtures were made between bases and solvents (ethyl alcohol, butyl glycol and xylene), until obtaining the final products with the optimal properties required.

Finally, the final products were tested with matrix stimulation fluids (acids, solvents and brines), to verify their effectiveness at the time of being injected into the formation.



CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	4 de 4
--------	--------------	---------	---	----------	------	--------	--------

## APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: Jairo Antonio Sepulveda Gaona

Firma: \_\_\_\_\_

Nombre Jurado: Luis Humberto Orduz

Firma: \_\_\_\_\_

**FORMULACIÓN A NIVEL DE LABORATORIO DE SURFACTANTES NO  
IÓNICOS PARA FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL**

**CARLOS ANDRÉS ARCOS RODRÍGUEZ**

**HERNÁN DAVID VEGA BAQUERO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**NEIVA, HUILA - 2018**

**FORMULACIÓN A NIVEL DE LABORATORIO DE SURFACTANTES NO  
IÓNICOS PARA FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL**

**CARLOS ANDRÉS ARCOS RODRÍGUEZ**

**HERNÁN DAVID VEGA BAQUERO**

**PROYECTO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR POR  
EL TÍTULO DE INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**DIRECTORA**

**CARMEN PINZÓN TORRES**

**DOCENTE UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**NEIVA, HUILA – 2018**

**NOTA DE ACEPTACIÓN**

---

---

---

---

---

---

---

---

---

**FIRMA DEL DIRECTOR DE TESIS**

---

**FIRMA DEL JURADO**

---

**FIRMA DEL JURADO**

**NEIVA,** \_\_\_\_\_

## DEDICATORIA

*A Dios y a la santísima virgen de las lajas, por las bendiciones recibidas durante esta etapa de mi vida, por guiarme y fortalecerme en todos los momentos que trascurrí en la culminación de este primer logro profesional.*

*A mi madre Magola Rodríguez Muñoz y mi padre Andrés Arcos, por su gran amor, su paciencia y su apoyo incondicional. Por ser mi ejemplo a seguir y demostrarme día tras día la importancia de nunca rendirse ante las adversidades.*

*A mi hija María Paula Arcos Ruiz, por ser el motor de mi vida y mi mayor felicidad. A mi novia Natalia Sofía Ruiz Bolaños, por estar a mi lado y siempre fortalecerme con sus consejos.*

*A mis hermanos Eivar Guillermo Arcos y Claudia Liliana Arcos, por el apoyo y acompañamiento en esta etapa. A toda mi familia por la confianza depositada desde el principio hasta este primer final.*

*Por último, a mi amigo y compañero Hernán David Vega Baquero, por su paciencia, esfuerzo y dedicación para culminar juntos este proyecto.*

**Carlos Andrés Arcos Rodríguez**

*A Dios, en primer lugar, porque todo lo que he logrado y lograré en esta vida será gracias a Él, porque a pesar de los problemas y tristezas nunca me ha abandonado, por guiarme durante toda esta etapa y darme fortaleza para afrontar todas las instancias de la vida.*

*A mi amado padre Hernán Vega Vargas (QEPD), por su infinito amor, paciencia y apoyo durante toda mi vida, por ser mi ejemplo a seguir siempre y por lo mucho que aprendí de él durante todos estos años que Dios me permitió compartir a su lado. Por ser mi guía y mejor amigo siempre, porque seguirá a mi lado guiándome hasta el día en que Dios decida juntarnos de nuevo.*

*A mi madre Blanca Ruth Baquero Gamba, por ser esa maravillosa mujer que siempre ha estado a mi lado, por su amor, su paciencia, su dedicación y sus múltiples sacrificios para darnos a mí y a mi hermano todo lo que siempre hemos querido. Por ser la mujer más fuerte y amorosa del planeta, y por quien trabajaré fuertemente para que siempre esté orgullosa de mí.*

*A mi abuela Zunilda Vargas de Vega (QEPD), por ser mi segunda madre en vida, por enseñarme a ser quien soy hoy en día, por todo su amor y cariño brindado durante los años que compartimos juntos. A mi hermano Juan Carlos Vega Baquero por todo el apoyo y cariño brindado durante todos estos años.*

*Por último y no menos importante, a mi amigo y compañero Carlos Andrés Arcos Rodríguez, por toda su paciencia, apoyo y dedicación durante la realización este proyecto de grado.*

**Hernán David Vega Baquero**

## **AGRADECIMIENTOS**

*Los autores desean expresar su sentimiento de gratitud a:*

*La Universidad Surcolombiana, por ser ese maravilloso centro de estudios que nos ha brindado las facilidades para formarnos como profesionales íntegros y seres humanos competentes en esta industria en constante movimiento.*

*A la empresa Guacamaya Oil Services S.A.S., por brindarnos todo el apoyo necesario para la realización de este trabajo de grado. A los ingenieros Henry Caicedo e Hibeth Gutiérrez, por ser nuestros guías y maestros durante todos estos meses de trabajo.*

*A la profesora Carmen Pinzón Torres, por todo el conocimiento compartido en este trabajo de grado, por su apoyo y colaboración incondicional.*

## RESUMEN

La aplicación de un eficiente tratamiento de estimulación matricial depende de la correcta formulación de los productos a ser inyectados a la formación. En el presente trabajo de grado se presenta el proceso de formulación de cuatro productos que serán utilizados por la empresa Guacamaya Oil Services S.A.S., en tratamientos de estimulación matricial. Los productos formulados son: un surfactante no iónico para fluidos base agua, un surfactante no iónico para fluidos base aceite, un espumante y un rompedor de emulsión que trabaje tanto en fluidos base agua como en fluidos base aceite.

En la industria del petróleo existen numerosos tipos de surfactantes y mezclas de estos que son utilizados para estimular pozos productores de gas o petróleo, o pozos inyectoros de agua, en este caso se formularon surfactantes no iónicos, debido a que son los que causan menos problemas a la hora de ser inyectados a la formación.

Los surfactantes que se deseen utilizar en tratamientos de estimulación deben ser seleccionados cuidadosamente mediante numerosas pruebas de laboratorio para verificar su comportamiento y garantizar que no se produzcan efectos adversos al ser inyectados. Se realizaron numerosas pruebas de laboratorio con cada una de las 15 bases no iónicas iniciales y sus respectivas mezclas para conocer la sinergia entre ellas.

Generalmente, la formulación de los surfactantes se realiza mediante pruebas de ensayo y error debido a la confidencialidad de los fabricantes y al poco conocimiento que se tiene acerca de las propiedades interfaciales en sistemas que involucran crudos y sólidos.

Las pruebas de laboratorio realizadas fueron clasificadas en tres tipos: caracterización inicial de los crudos de trabajo, compatibilidad de las bases no iónicas hasta obtener los productos deseados y pruebas de los productos finales junto con fluidos de estimulación.

En la etapa inicial de caracterización de crudos se realizaron pruebas tales como determinación de la gravedad API, BSW y viscosidad, esto con el fin de conocer las propiedades de los crudos sobre los cuales posteriormente fueron probadas las bases iniciales y los productos finales.

Una vez caracterizados los crudos se procedió con las pruebas de compatibilidad de las bases iniciales dentro de las cuales tenemos pruebas de mojabilidad visual, detergencia, compatibilidad fluido-fluido y determinación de la tensión interfacial. Posteriormente y dependiendo de los resultados obtenidos en esta primera parte, se realizaron mezclas entre bases y solventes (alcohol etílico, butil glicol y xileno), hasta obtener los productos finales con las propiedades óptimas requeridas.

Finalmente se probaron los productos finales junto con fluidos de estimulación matricial (ácidos, solventes y salmueras), con el fin de verificar su efectividad a la hora de ser inyectados a la formación.

Los surfactantes formulados deben ser capaces de reducir considerablemente la tensión interfacial, no alterar las condiciones normales de mojabilidad de la roca, romper las emulsiones, no generar incompatibilidades con los fluidos de tratamiento y de la formación, y ser inyectados a una dosificación rentable.

## ABSTRACT

The application of a correct matrix stimulation treatment depends on the correct formulation of the products to be injected into the formation. In the present thesis work, we show the formulation process of four products that will be used by the company Guacamaya Oil Company S.A.S., in the matrix stimulation treatments. The formulated products are: a non-ionic surfactant for water-based fluids, a non-ionic surfactant for oil-based fluids, a foaming agent and an emulsion breaker that works in both water-based fluids and oil-based fluids.

In the petroleum industry there are many types of surfactants and mixtures of them that can be used to stimulate gas or oil producing wells, or water injector wells. In this case, non-ionic surfactants were formulated, because these are the ones that cause less problems when are injected into the formation.

The surfactants that are desired to be used in the stimulation treatments must be selected carefully by numerous laboratory tests to verify their behavior and ensure that no adverse effects occur when they are injected. Laboratory tests were carried out with each of the 15 initial non-ionic bases and their respective mixtures to know the synergy between them.

Generally, the surfactants formulation is carried out through trial and error due to the confidentiality of the manufacturers and the little knowledge that we have about the interfacial properties in systems that involve crude and solids.

The laboratory tests carried out were classified into three types: initial characterization of the crude oils, compatibility of the non-ionic bases until the desired products are obtained and test of the final products mixed with stimulation fluids.

In the initial stage of crude characterization, tests were carried out such as determination of API gravity, BSW and viscosity, to know the crudes on which the initial bases and final products will be tested later.

Once the crudes were characterized, the compatibility tests of the initial bases were carried out, within which we have tests of visual wettability, detergency, fluid-fluid compatibility and determination of the interfacial tension. Subsequently and depending on the obtained results in this first part, mixtures were made between bases and solvents (ethyl alcohol, butyl glycol and xylene), until obtaining the final products with the optimal properties required.

Finally, the final products were tested with matrix stimulation fluids (acids, solvents and brines), to verify their effectiveness at the time of being injected into the formation.

The formulated surfactants must be able to reduce the interfacial tension considerably, not alter the normal conditions of rock wettability, break the emulsions, not generate incompatibilities with the treatment and formation fluids, and be injected at a profitable dosage.

## INTRODUCCIÓN

Los tratamientos de estimulación matricial se han convertido en la opción más común e importante a la hora de incrementar la producción de crudo o reducir el daño presente en el pozo. La industria del petróleo está sujeta a cambios constantes, y los tipos de tratamientos de estimulación no son la excepción, más específicamente los tratamientos de estimulación matricial no reactiva.

Al tratarse de uno de los tratamientos más importantes, las empresas prestadoras de servicios que deseen implementar estos tratamientos deberán formular y crear sus propios productos para entrar a competir en el mercado. Una empresa con un producto competitivo y bien desarrollado, tendrá un plus ante las demás en la industria del petróleo, es por esta razón que Guacamaya Oil Services S.A.S., se encuentra en la necesidad de implementar su propia línea de estimulación matricial, y para esto debe formular sus propios productos.

Para lograr el óptimo desempeño de sus productos, estos deben ser formulados a partir de numerosas pruebas de laboratorio, con la finalidad de cumplir con una serie de características y propiedades para poder ser implementados en campo, además de cumplir con las expectativas de los clientes a los cuales les será vendido. Aquí radica la importancia de formular un producto adecuado que se adapte a las condiciones de la industria y mantenga una buena relación entre el costo de elaboración del surfactante y su eficiencia.

## CONTENIDO

1. ESTIMULACIÓN MATRICIAL.....	1
1.1 Daño de Formación .....	3
1.2 Estimulación Matricial Reactiva .....	9
1.2.1 Tipos de daños removibles con estimulación matricial reactiva.....	10
1.3 Estimulación Matricial No Reactiva .....	10
1.3.1 Tipos de daños removibles con estimulación matricial no reactiva.....	11
2. SURFACTANTES .....	14
2.1 Tipos de Surfactantes .....	16
2.1.1 Surfactantes aniónicos.....	17
2.1.2 Surfactantes catiónicos.....	18
2.1.3 Surfactantes no iónicos. ....	19
2.1.4 Surfactantes anfotéricos. ....	19
2.2 Uso de los Surfactantes en la Industria Petrolera.....	19
2.2.1 Lodos de perforación.....	20
2.2.2 Cementos.....	20
2.2.3 Fluidos de completamiento y reparación. ....	21
2.2.4 Estimulación de pozos.....	21
2.3 Utilización de los Surfactantes en la Estimulación Matricial No Reactiva.....	21
2.3.1 Reducción de las fuerzas retentivas de los fluidos en el medio poroso. ....	21

2.3.2	Mojabilidad de la roca.....	22
2.3.3	Rompimiento de emulsiones.....	22
2.4	Requerimientos de los Surfactantes para Estimulación Matricial No Reactiva.....	22
2.5	Fluidos Base de los Surfactantes.....	23
3.	PROPIEDADES EN LAS QUE INTERVIENEN LOS SURFACTANTES .....	24
3.1	Emulsiones.....	24
3.1.1	Tratamiento de emulsiones.....	24
3.2	Tensión Superficial .....	26
3.3	Tensión Interfacial .....	26
3.4	Capilaridad.....	27
3.5	Mojabilidad .....	28
4.	RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	30
4.1	Reconocimiento de Bases .....	35
4.2	Combinación de Bases para Formulación del Surfactante Base Agua .....	42
4.3	Combinación de Bases para Formulación del Surfactante Base Aceite .....	44
4.4	Combinación de Bases para Formulación del Rompedor .....	46
4.5	Combinación de Bases para Formulación del Espumante .....	47
4.5.1	Prueba de calidad y estabilidad de espuma.....	48
4.5.2	Prueba de suspensión.....	50
4.6	Eficacia de los Surfactantes y el Rompedor.....	51

4.6.1 Surfactante base agua.....	51
4.6.2 Surfactante base aceite .....	52
4.6.3 Rompedor .....	53
4.7 Resultados de las Pruebas con los Surfactantes Formulados en los Fluidos de Estimulación .....	53
4.7.1 Salmuera de KCl al 2% .....	53
4.7.2 Píldora solvente.....	55
4.7.3 Ácido fórmico acético vivo.....	57
4.7.4 Ácido fórmico acético gastado.....	59
4.7.5 Ácido fórmico acético envenenado.....	60
4.8 Análisis Económico de los Productos .....	62
5. CONCLUSIONES .....	64
6. RECOMENDACIONES .....	66
BIBLIOGRAFÍA.....	68
ANEXOS.....	70

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros de permeabilidad. ....	7
Tabla 2. Valores típicos de S y su significancia relativa.....	7
Tabla 3. Clasificación de los surfactantes .....	17
Tabla 4. Resultados caracterización de crudos .....	31
Tabla 5. Tipos de resultado pruebas de compatibilidad.....	32
Tabla 6. Tipos de mojabilidad visual. ....	34
Tabla 7. Resultados de las pruebas de reconocimiento de bases. ....	36
Tabla 8. Resultados pruebas con diluciones. ....	38
Tabla 9. Resultados de la combinación de bases para obtener el surfactante base agua. ....	43
Tabla 10. Resultados de la combinación de bases para obtener el surfactante base aceite.....	45
Tabla 11. Propiedades SURF-013.....	46
Tabla 12. Resultados de la combinación de bases para obtener el rompedor. ....	46
Tabla 13. Resultados de la dilución de base para obtener el rompedor. ....	47
Tabla 14. Resultados pruebas de calidad y estabilidad entre salmuera KCl al 2% y 5 gpt de fluido espumante formulado. ....	49
Tabla 15. Resultados pruebas de calidad y estabilidad entre salmuera KCl al 2% y 10 gpt de fluido espumante formulado .....	49
Tabla 16. Resultados pruebas de calidad y estabilidad entre salmuera KCl al 2% y 15 gpt de fluido espumante formulado. ....	50
Tabla 17. Formulación evaluada para salmuera de KCl. ....	54
Tabla 18. Resultados con los productos formulados en una salmuera de KCl al 2%. ....	54

Tabla 19. Formulación evaluada para píldora solvente. ....	55
Tabla 20. Resultados con los productos terminados en una píldora solvente. ....	56
Tabla 21. Formulación evaluada para ácido acético vivo. ....	57
Tabla 22. Resultados con los productos terminados en el ácido acético fórmico vivo. ....	58
Tabla 23. Resultados con los productos terminados en el ácido acético fórmico gastado. ....	59
Tabla 24. Resultados con los productos en el ácido acético fórmico envenenado. ....	61
Tabla 25. Precios de los solventes utilizados. ....	62

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Tratamiento de estimulación matricial usando una unidad de coiled tubing, bomba de camión y transporte de fluidos. Fuente: Economides M. J. & Nolte K. G. (2000).....	1
Figura 2. Comportamiento de la presión de inyección durante una prueba de admisión a la formación. Fuente: Islas Silva, C. (1991). .....	2
Figura 3. Zona de daño alrededor del pozo. Fuente: Paris de Ferrer, M. (2009). .....	3
Figura 4. Condiciones esquemáticas del flujo Darcy en un yacimiento radial circular. Fuente: Islas Silva, C. (1991).....	5
Figura 5. Representación de los efectos de daño positivo y negativo. Fuente: Paris de Ferrer, M. (2009). .....	8
Figura 6. Representación esquemática de un surfactante. Fuente: Islas Silva, C. (1991).....	14
Figura 7. Orientación de los surfactantes en la interfase agua-aire. Fuente: Islas Silva, C. (1991).....	15
Figura 8. Orientación de los surfactantes en la interfase agua-aceite. Fuente: Islas Silva, C. (1991).....	15
Figura 9. Ejemplo de surfactante. Fuente: Islas Silva, C. (1991).....	16
Figura 10. Características de mojabilidad de los surfactantes aniónicos. Fuente: Islas Silva, C. (1991).....	18
Figura 11. Características de mojabilidad de los surfactantes catiónicos. Fuente: Islas Silva, C. (1991).....	18
Figura 12. Ilustración de la tensión superficial. Fuente: Paris de Ferrer, M. (2009). .....	26

Figura 13. Fuerzas que actúan en la interfase entre dos líquidos. Fuente: E. Antón de Salager (2005).	27
Figura 14. Ilustración de mojabilidad. Fuente: Paris de Ferrer, M. (2009).	28
Figura 15. Tipos de mojabilidad. Fuente: Los fundamentos de la mojabilidad.	29
Figura 16. Bases usadas en la formulación de surfactantes y rompedor. Fuente: Autores (2018).	30
Figura 17. Etapas en la determinación de la tensión superficial e interfacial y diagrama de fuerza vs. tiempo.	32
Figura 18. Criterios de evaluación de la detergencia.	33
Figura 19. Criterios de solubilidad de las bases diluidas en diferentes solventes. Fuente: Autores (2018).	42
Figura 20. Nivel de espuma del fluido espumante a diferente concentración en salmuera KCl. Fuente: Autores (2018).	47
Figura 21. Suspensión de la espuma con arena malla 20/40. Fuente: Autores (2018).	51
Figura 22. Reducción de la tensión interfacial por acción del surfactante base agua. Fuente: Autores (2018).	52
Figura 23. Reducción de la tensión interfacial por acción del surfactante base aceite. Fuente: Autores (2018).	52
Figura 24. Reducción de la tensión interfacial por acción del rompedor. Fuente: Autores (2018).	53

## 1. ESTIMULACIÓN MATRICIAL

La estimulación matricial es uno de los desarrollos más importantes de la industria del petróleo. Tal es su importancia, que resultaría difícil pensar que a un pozo no se le haya aplicado uno o más tratamientos de estimulación durante toda su vida productiva. La Figura 1 muestra la realización de un tratamiento de estimulación matricial usando una unidad de coiled tubing.



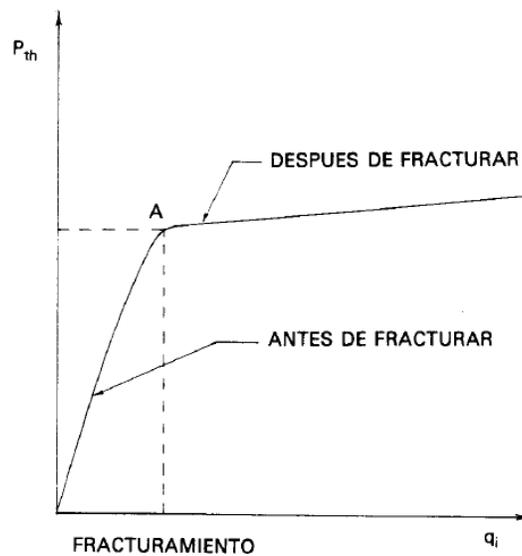
*Figura 1. Tratamiento de estimulación matricial usando una unidad de coiled tubing, bomba de camión y transporte de fluidos. Fuente: Economides M. J. & Nolte K. G. (2000).*

Se conoce como estimulación a una serie de tratamientos que tienen por objeto eliminar el daño a la formación y restaurar la capacidad natural de producción del pozo o incrementarla por encima de su valor natural. Si la inyección del tratamiento se realiza a tasas y presiones inferiores a los necesarios para vencer la resistencia mecánica de la roca, el tratamiento será matricial, si se excede la resistencia mecánica de la roca, será un tratamiento de fracturamiento.

Antes de ejecutar por primera vez un tratamiento de estimulación matricial (sin fracturar la formación), es necesario conocer la presión de fractura de la formación sobre la cual recaerá el tratamiento. Para identificar esta presión, es necesario realizar pruebas de admisión o inyección en el intervalo de la zona productora.

El procedimiento de la prueba de admisión a la formación consiste en inyectar un fluido inerte a la misma, generalmente agua tratada o un fluido oleoso limpio, a caudales muy bajos (de 0.5 a 1 barril por minuto) y midiendo continuamente la presión de inyección. Se continúa incrementando el caudal de bombeo por etapas y registrando las presiones de inyección hasta observar un cambio brusco en la pendiente de la curva. En este cambio brusco se encuentra la presión de fractura de la formación y, quiere decir que se debe inyectar fluidos a ritmos y presiones menores a esta para evitar fracturar la formación.

En la Figura 2 se muestra el comportamiento de la presión durante una prueba de inyectividad a la formación.



*Figura 2. Comportamiento de la presión de inyección durante una prueba de admisión a la formación.  
Fuente: Islas Silva, C. (1991).*

Mediante la estimulación matricial de pozos petroleros ha sido posible aumentar la producción tanto de petróleo como de gas, reduciendo la producción indeseada de agua de formación. Incluso los tratamientos de estimulación matricial han incrementado las reservas recuperables de petróleo.

Estos incrementos en la producción se dan debido a la disminución y/o eliminación del daño de formación que ocasiona la reducción de la permeabilidad en las cercanías al pozo y, por consiguiente, la reducción de la producción de crudo.

### 1.1 Daño de Formación

Según Garaicochea, F. (1985), el daño es la alteración negativa de las propiedades de flujo de los conductos porosos y fracturas en la vecindad del pozo, las perforaciones de los disparos y del yacimiento mismo. Este daño puede ser ocasionado durante las operaciones realizadas en un pozo, desde su etapa inicial de perforación hasta su etapa de recuperación secundaria, pasando por el completamiento, la reparación, limpieza y toda operación inherente a su producción.

El daño de formación (S), usualmente llamado skin, puede variar desde una pequeña pérdida de permeabilidad en cercanías al pozo, hasta el bloqueo completo de las zonas productoras. El daño se evidencia en la reducción de la producción y de la recuperación, y puede ser el efecto de daños causados durante las etapas de perforación, cementación, completamiento y producción del pozo.

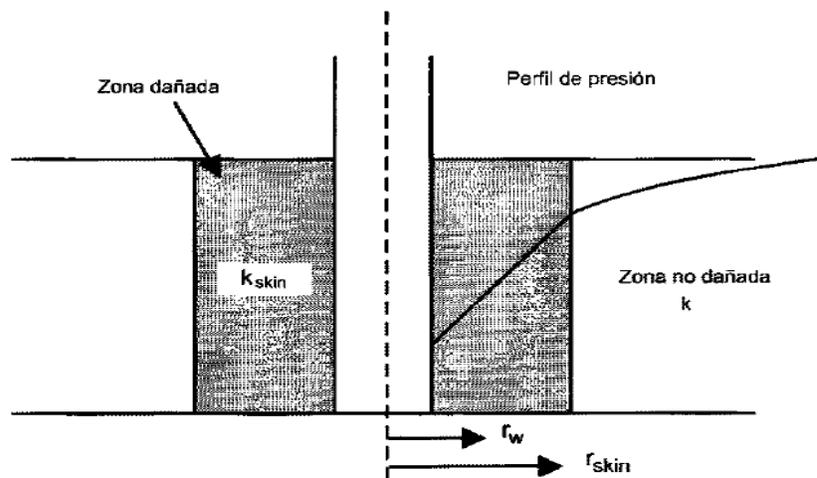


Figura 3. Zona de daño alrededor del pozo. Fuente: Paris de Ferrer, M. (2009).

En la Figura 3 se observa que la zona dañada produce una caída adicional de presión durante el flujo. Esta caída adicional de presión se da debido a la reducción de la permeabilidad en cercanías al pozo por culpa del daño ( $k_{skin}$ ), en comparación con la permeabilidad de la zona no dañada ( $k$ ).

No todas las caídas de presión en el pozo se deben a daños presentes en la formación, sino que también se puede deber a caídas de presión causadas por restricciones a lo largo del pozo y en superficie. Para evaluar el sistema completo de producción del pozo se debe hacer un análisis nodal y estudiar la relación de comportamiento de flujo “IPR” para asegurar que la caída de presión se da por un daño en el yacimiento y no por restricciones.

La permeabilidad ( $k$ ), es la propiedad del yacimiento que más se ve alterada a causa del daño y sobre la cual se puede intervenir para reducirlo o minimizarlo.

Paris de Ferrer, M. (2009) define la permeabilidad como la capacidad del medio poroso para dejar pasar los fluidos a través de él. Matemáticamente se expresa por la Ley de Darcy y es una medida del grado y tamaño en que los espacios porosos están interconectados. Además, es una medida de la conductividad de los fluidos y, por su analogía con los conductores de electricidad, también se define como el recíproco de la resistencia que un medio poroso ofrece al flujo de fluidos.

La ecuación de Darcy puede ser usada para conocer la respuesta de un pozo. En condiciones de flujo permanentes y suponiendo un yacimiento radial circular, se tiene para condiciones de flujo ideales (en unidades Darcy) la siguiente ecuación:

$$q = \frac{2\pi kh(P_{ws} - P_{wf_{ideal}})}{\mu L n \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad [1]$$

La permeabilidad mencionada en la ecuación [1] se refiere a la permeabilidad equivalente en función a los fluidos del yacimiento, a la heterogeneidad de la formación y otros factores presentes.

En esta ecuación,  $q$  es el caudal del pozo,  $h$  el espesor de la zona productora,  $P_{wf\ ideal}$  es la presión de fondo fluyendo en condiciones de flujo ideal,  $\mu$  es la viscosidad de los fluidos del yacimiento,  $r_w$  es el radio del pozo y  $r_e$  es el radio de drene.

La ecuación [1] es válida cuando no existe ninguna alteración en la permeabilidad virgen equivalente de la formación a los fluidos del yacimiento y ninguna restricción de estos al entrar al pozo a través del intervalo de producción.

En la Figura 4, se presenta un esquema del flujo Darcy en un yacimiento radial circular (a) y la diferencia entre el  $P_{wf\ ideal}$  y el  $P_{wf\ real}$  (b).

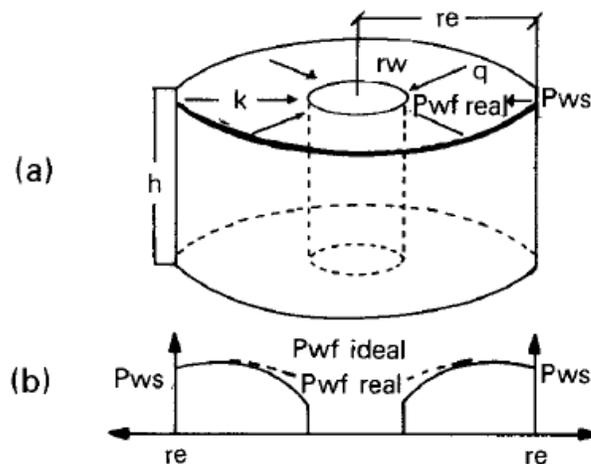


Figura 4. Condiciones esquemáticas del flujo Darcy en un yacimiento radial circular. Fuente: Islas Silva, C. (1991).

Esta diferencia de  $P_{wf}$ , se presenta debido a que en la realidad existe una caída de presión adicional,  $\Delta P_s$ , a causa del daño presente en cercanías al pozo (S).

$$\Delta P_s = P_{wf\ ideal} - P_{wf\ real} \quad [2]$$

La ecuación [2] está dada por:

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} S \quad [3]$$

De donde:

$$P_{wf_{ideal}} = \frac{q\mu}{2\pi kh} S + P_{wf_{real}} \quad [4]$$

Sustituyendo  $P_{wf_{ideal}}$  en la ecuación [1] se tiene:

$$q = \frac{2\pi kh(P_{ws} - P_{wf_{real}})}{\mu \left\{ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right\}} \quad [5]$$

La ecuación [5] representa las condiciones reales de flujo del yacimiento, donde  $S$  es adimensional. Cada uno de los términos de esta ecuación afecta la productividad del pozo. Los factores que pueden modificarse se restringen básicamente a la permeabilidad, la viscosidad de los fluidos en el yacimiento, y al skin. Valores elevados de skin y viscosidad o valores bajos de permeabilidad propiciarán una baja productividad del pozo.

Cuando la permeabilidad es regular o baja ( $< 10$  md), la posibilidad de incrementar la productividad del pozo es a través de la estimulación por fracturamiento. Cuando es así, las características del yacimiento permanecen sin alterar, debido a que el mejoramiento de la productividad se da mediante el cambio en el patrón de flujo de radial circular (original del pozo) a un patrón lineal (creado por el fracturamiento). La Tabla 1 muestra los parámetros de permeabilidad que puede presentar una formación.

Tabla 1.  
*Parámetros de permeabilidad.*

PERMEABILIDAD	
Regular – Baja	1 – 10 md
Buena	10 – 100 md
Muy buena	100 – 1000 md
Excelente	> 1000 md

Fuente: Autores (2018)

Un valor alto de S en general, es consecuencia de daños causados en las vecindades del pozo, debido principalmente a operaciones de perforación, cementación, terminación y toda actividad realizada sobre este. Esta alteración en las vecindades del pozo puede realmente ser eliminada y así reducir a cero el valor de S, o en algunos casos reducirlo considerablemente hasta alcanzar valores negativos (estimulación). En la Tabla 2 se presentan las condiciones de un pozo de acuerdo al valor del daño que presente.

Tabla 2.  
*Valores típicos de S y su significancia relativa.*

Condición del pozo	Valor del daño verdadero a la formación S
Altamente dañado	$S > 10$
Dañado	$S > 0$
Sin Daño	$S = 0$
Estimulado	$S < 0$
Acidificado	$-1 \leq S \leq -3$
Fracturado	$-2 \leq S \leq -4$
Masivamente Fracturado	$S < -5$

Fuente: Well Completion and Workover, Part 5, Pseudodamage.

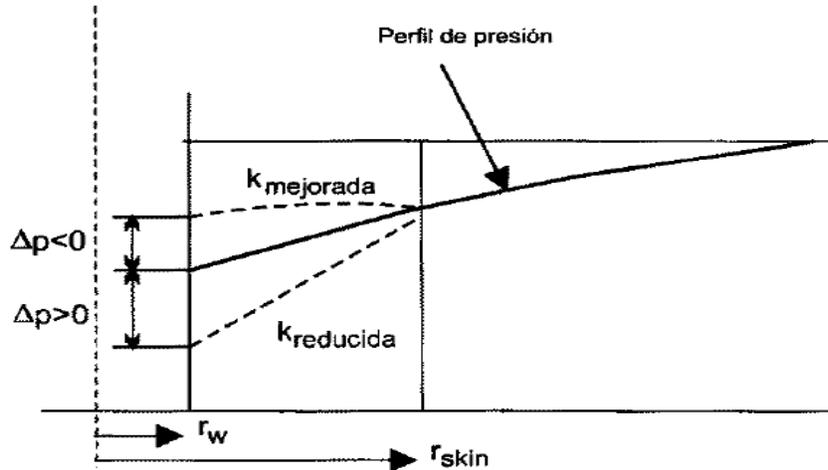


Figura 5. Representación de los efectos de daño positivo y negativo. Fuente: Paris de Ferrer, M. (2009).

En la figura 5 se muestran las diferencias que se presentan en la zona de daño cuando ocurre esta caída adicional de presión ( $\Delta P_s$ ) comparando tres posibles situaciones:

- $\Delta P_s > 0$ , indica que existe una caída de presión abrupta debido a la presencia de daño alrededor del pozo. Consecuentemente  $k_{skin} < k$ .
- $\Delta P_s < 0$ , indica que existe una ligera disminución de presión debido a que ocurre una reducción en el daño o una estimulación en cercanías del pozo. Consecuentemente  $k_{skin} > k$ .
- $\Delta P_s = 0$ , indica que no ocurre ningún cambio en cercanías al pozo. Consecuentemente:  $k_{skin} = k$ .

La ecuación para determinar el factor skin (S) es:

$$S = \left( \frac{k}{k_{skin}} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad [6]$$

En la cual existen tres posibilidades de resultado para S:

- **S > 0:** Existe un factor de daño positivo. Esto se da cuando hay una zona de daño alrededor del pozo,  $k_{skin} < k$ . La magnitud del factor de daño (S) aumenta cuando el  $k_{skin}$  disminuye y cuando la profundidad de daño  $r_{skin}$  aumenta.
- **S < 0:** Existe un factor de daño negativo (estimulación). Se da cuando la permeabilidad en cercanías al pozo es mayor a la permeabilidad de la formación,  $k_{skin} > k$ , por lo tanto, S es negativo.
- **S = 0:** No existe ninguna alteración de la permeabilidad en las cercanías del pozo, por lo tanto,  $k_{skin} = k$ .

## 1.2 Estimulación Matricial Reactiva

Según Islas Silva, C. (1991), la estimulación matricial reactiva se da cuando los fluidos de tratamiento reaccionan disolviendo materiales que dañan la formación y los propios sólidos de la roca. En este caso se utilizan los sistemas ácidos. Esta estimulación se emplea para remover algunos tipos de daños como los daños ocasionados por partículas sólidas (arcillas) o precipitaciones inorgánicas.

Algunas veces se realizan estos tipos de tratamientos a pozos con alta productividad, no solo para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo, a través del mejoramiento de la permeabilidad de la formación en cercanías a este.

En la estimulación matricial reactiva se utilizan ácidos que reaccionan con los minerales que contienen las formaciones. Estas reacciones se dan gracias a cambios químicos entre los reactantes (ácidos y minerales), para obtener productos de reacción.

**1.2.1 Tipos de daños removibles con estimulación matricial reactiva.** Algunos de los daños que pueden ser removidos mediante la implementación de la estimulación matricial reactiva son:

**1.2.1.1 Bloqueo por agua.** Es causado por el aumento de la saturación de agua en cercanías al pozo, con la consecuente reducción de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos. Para combatir este tipo de daño en pozos de gas se utilizan mezclas de agua o ácido con alcoholes y surfactantes.

**1.2.1.2 Bloqueo por emulsión.** Para mitigar este daño se inyectan fluidos acuosos u oleosos con o sin solventes mutuos y desemulsificantes.

**1.2.1.3 Incrustaciones de sales.** Se eliminan utilizando un ácido determinado de acuerdo al tipo de sal y la temperatura.

**1.2.1.4 Depósitos orgánicos.** Se utilizan mezclas de solventes aromáticos con o sin solventes mutuos junto con surfactantes.

**1.2.1.5 Mezclas de depósitos orgánicos e inorgánicos.** Se utilizan solventes dispersos en ácidos y surfactantes.

### **1.3 Estimulación Matricial No Reactiva**

Según Islas Silva, C. (1991), en la estimulación matricial no reactiva (o no ácida), los fluidos de tratamiento no reaccionan con los materiales o sólidos de la roca. En este caso se utilizan principalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, con aditivos, principalmente los surfactantes.

Este tipo de estimulación se realiza generalmente para eliminar daños ocasionados por bloqueos de agua, aceite o emulsiones, pérdidas de lodo de perforación, depósitos orgánicos y cambios de mojabilidad.

**1.3.1 Tipos de daños removibles con estimulación matricial no reactiva.** Mediante el uso de surfactantes, varios tipos de daño de formación pueden ser tratados y/o eliminados a través de la estimulación matricial no reactiva. Estos químicos no deben ser usados sin antes haber realizado pruebas de laboratorio y sin conocer el tipo de daño de formación que atacarán, debido a que los mismos pueden agravar el daño en lugar de reducirlo.

Los daños que pueden removerse con estimulación matricial no reactiva son:

**1.3.1.1 Bloqueo por agua.** Este bloqueo puede ser removido inyectando a la formación una solución acuosa o alcoholes (apropiado para pozos de gas), con concentraciones de 1 a 3% de un surfactante que logre reducir la tensión superficial e interfacial y asegure que la roca sea mojada por el agua.

**1.3.1.2 Bloqueo por aceite.** Cuando fluidos base aceite invaden pozos de gas, provocan una drástica reducción en la permeabilidad relativa al gas debido a la presencia de una nueva fase en cercanías al pozo. Esto es más crítico en formaciones de baja permeabilidad. La inyección matricial de soluciones acuosas con solventes mutuos o alcoholes, junto con surfactantes del 1 al 3% en volumen reducirán las fuerzas retentivas del aceite que bloquean la formación, permitiendo así, la disminución de la saturación de la fase aceite.

**1.3.1.3 Bloqueo por emulsiones.** La presencia de emulsiones en la formación causa por lo general altas viscosidades, especialmente las emulsiones de agua en aceite y reducen drásticamente la productividad del pozo. Este bloqueo es más sencillo prevenirlo que removerlo.

Para remover un bloqueo por emulsión se debe usar usualmente entre 20 a 30 veces más surfactante que cuando tan solo se está previniendo, es por esto que es más rentable evitarlo que solucionarlo.

Para romper una emulsión se deben inyectar soluciones de surfactantes desemulsificantes del 2 al 3% en volumen en fluidos oleosos, acuosos o con solventes mutuos. El rompimiento se logra gracias al contacto íntimo entre el surfactante y cada gota dispersa de emulsión. El surfactante es adsorbido en la interfase agua-petróleo de la emulsión, disminuyendo la tensión interfacial y propiciando la coalescencia de las gotas de la fase dispersa.

**1.3.1.4 Mojamiento por aceite.** Este tipo de mojamiento puede resultar en una mayor tendencia a originar bloqueos por agua o por emulsiones.

Durante las múltiples operaciones que recaen sobre el pozo, se usan numerosos surfactantes los cuales entran en contacto con los minerales de la formación y pueden llegar a propiciar un mojamiento por aceite. Como en cualquier operación, siempre será más económico prevenir un daño que removerlo, pero en el caso en que ya se cuente con este daño, lo mejor es inyectar solventes mutuos para remover la fase mojante de aceite y posteriormente una solución acuosa de un surfactante con fuertes tendencias a mojar por agua.

**1.3.1.5 Películas o membranas interfaciales.** Para eliminar este tipo de daño, es necesario utilizar solventes con alta concentración de surfactantes que permitan disminuir la consistencia de

las películas formadas en las interfases agua-aceite. Esto se logra usando surfactantes que reduzcan ampliamente la tensión interfacial entre el agua y el aceite.

**1.3.1.6 Depósitos orgánicos.** Algunos crudos tienen la tendencia a ocasionar depósitos orgánicos, tales como asfaltenos y/o parafinas, que pueden aglomerarse en la formación, las perforaciones y la tubería de producción.

Este tipo de daño es removido solubilizándolo con solventes aromáticos y un surfactante dispersor, además de pequeñas cantidades de alcoholes y solventes mutuos.

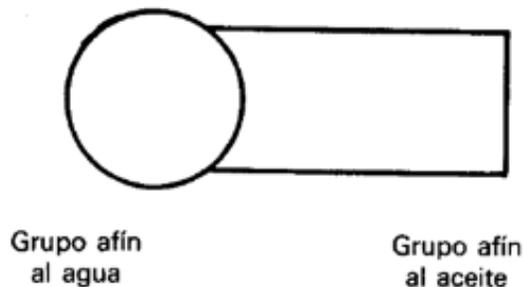
**1.3.1.7 Pérdidas de lodo.** Por lo general es un problema difícil de eliminar. La solución más adecuada consiste en inyectar soluciones acuosas u oleosas de surfactantes y otros químicos que puedan reducir la viscosidad del lodo y dispersar los sólidos.

## 2. SURFACTANTES

Según Tharwat F. Tadros (2005), los agentes activos de superficie (generalmente denominados surfactantes), son moléculas anfipáticas que consisten en una porción hidrofóbica no polar, generalmente un hidrocarburo lineal o ramificado o una cadena de fluorocarbono que contiene entre 8 a 18 átomos de carbono que se unen a una porción polar o iónica (hidrofílica).

Los surfactantes mezclados con fluidos acuosos, oleosos, alcoholes, o solventes mutuos, pueden afectar favorable o desfavorablemente el flujo de hidrocarburos hacia el pozo; consecuentemente es de gran importancia considerar su acción durante los procesos de perforación, cementación, completamiento, reparación, limpieza y estimulación de pozos.

Para comprender la acción de los surfactantes, se debe analizar la estructura de sus moléculas.



*Figura 6. Representación esquemática de un surfactante. Fuente: Islas Silva, C. (1991).*

Como se observa en la Figura 6, un surfactante tiene dos grupos, uno afín al agua (hidrofílico) y otro afín al aceite (lipofílico). Debido a que la parte hidrofílica es más soluble en agua que el grupo lipofílico, las moléculas de surfactante se orientarán en la interfase agua-aire con el grupo afín al aceite en el aire y con el grupo afín al agua en el agua.

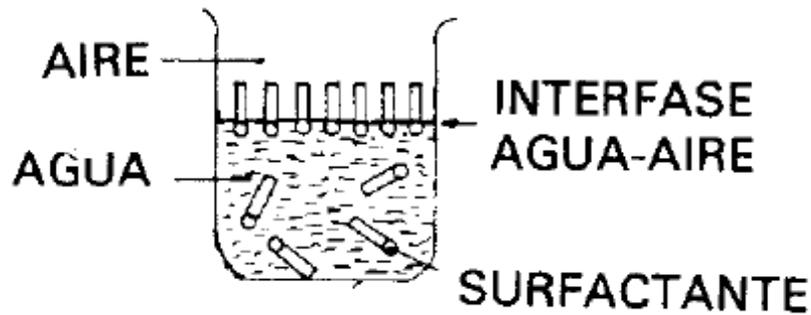


Figura 7. Orientación de los surfactantes en la interfase agua-aire. Fuente: Islas Silva, C. (1991).

Del mismo modo sucede en la interfase aceite-agua. El grupo hidrofílico preferirá orientarse hacia el agua, mientras el grupo lipofílico se orientará hacia el aceite tal y como se muestra en la Figura 8.

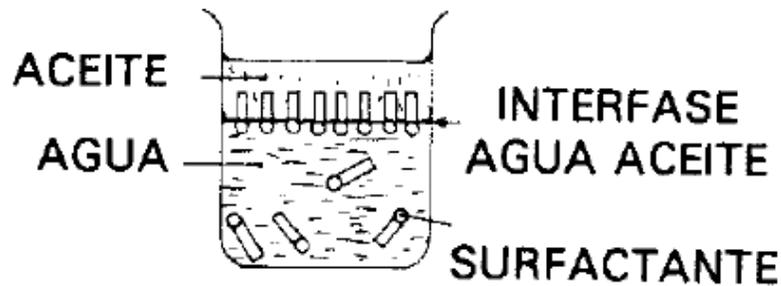


Figura 8. Orientación de los surfactantes en la interfase agua-aceite. Fuente: Islas Silva, C. (1991).

El hecho de que un surfactante busque una interfase, implica que propiedades como la tensión superficial o interfacial, presión capilar y la mojabilidad de un líquido en un sólido se alteren en mayor o menor grado. Todos estos efectos se dan en cualquier interfase, ya sea entre dos líquidos inmiscibles, entre un líquido y un sólido o entre un líquido y un gas.

Los surfactantes a una concentración relativamente baja en agua, permiten reducir la tensión superficial de 72 dinas/cm a 22 dinas/cm o menos. Del mismo modo, los surfactantes a muy bajas

concentraciones pueden reducir la tensión interfacial entre el agua y aceite logrando alcanzar valores cercanos a cero. La Figura 9 muestra el claro ejemplo de un surfactante en una interfase.

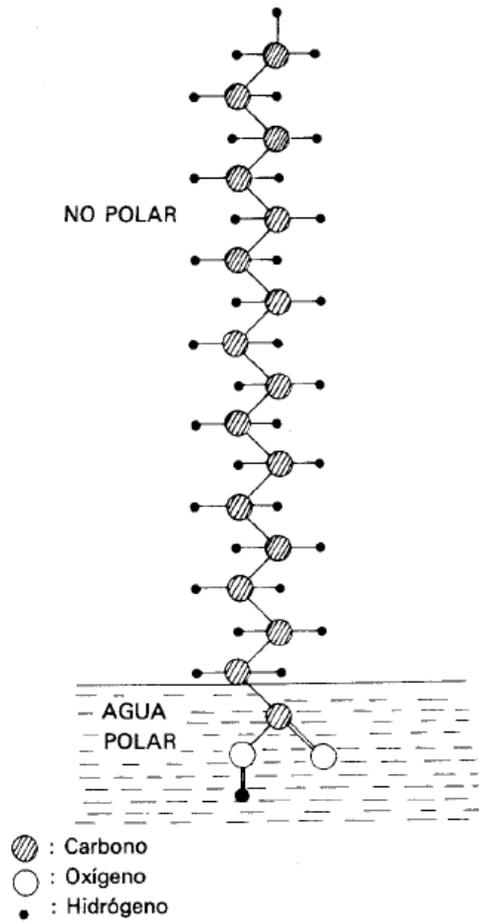


Figura 9. Ejemplo de surfactante. Fuente: Islas Silva, C. (1991).

## 2.1 Tipos de Surfactantes

La clasificación de los surfactantes más aceptada se basa en su estructura molecular y su forma de disociación en el agua, tal como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3.  
Clasificación de los surfactantes

Clasificación	Descripción	Carga del grupo soluble en agua	Grupos químicos	Usos principales
Aniónicos	M <sup>+</sup> -	Negativa	Sulfatos (R-OSO <sub>3</sub> <sup>-</sup> ) Sulfonatos (R-SO <sub>3</sub> <sup>-</sup> ) Fosfatos (R-OPO <sub>3</sub> <sup>-</sup> ) Fosfonatos (R-PO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	No emulsificantes Retardadores Limpiadores
Catiónicos	X <sup>-</sup> +	Positiva	Compuestos de amina R <sub>2</sub> R <sub>1</sub> - N - R <sub>3</sub> <sup>+</sup> Cl <sup>-</sup> R <sub>4</sub>	No emulsificantes Inhibidores de corrosión/Bactericidas
No-iónicos		Sin carga	Polimeros de óxido de etileno R - O - (CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> O) o Propileno R - O - (CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> OCH <sub>3</sub> )	No emulsificantes Espumantes Inhibidores de corrosión Agentes penetrantes
Anfotéricos	M <sup>+</sup> ± X <sup>-</sup>	Positiva, Negativa Sin carga dependiendo del pH del sistema	Sulfonato amina RNH (CH <sub>2</sub> ) y SO <sub>3</sub> H Fosfato amina RNH (CH <sub>2</sub> ) zOPO <sub>3</sub> H	Inhibidores de corrosión Agentes de suspensión

Fuente: Islas Silva, C. (1991).

**2.1.1 Surfactantes aniónicos.** Se disocian en agua en un anión (ion cargado negativamente) anfífilo, y un catión (ion cargado positivamente), que es generalmente un metal alcalino (Na<sup>+</sup>, K<sup>+</sup>) o un amonio cuaternario.

Son los surfactantes más comúnmente usados en aplicaciones industriales debido a que su costo de fabricación es relativamente bajo.

Los surfactantes aniónicos mojarán de agua la arena, la lutita o la arcilla, cargadas negativamente, mojarán de aceite la caliza o la dolomita, cuando su pH sea menor de 8 (condición normal), mojarán de agua la caliza o dolomita si el pH es igual o mayor a 9.5 debido a que estos sólidos cambian su carga superficial, romperán emulsiones de agua en aceite, emulsionarán el aceite en agua y dispersarán las arcillas o finos en agua. La Figura 10 muestra las características de mojabilidad de los surfactantes aniónicos en rocas silíceas y calcáreas.

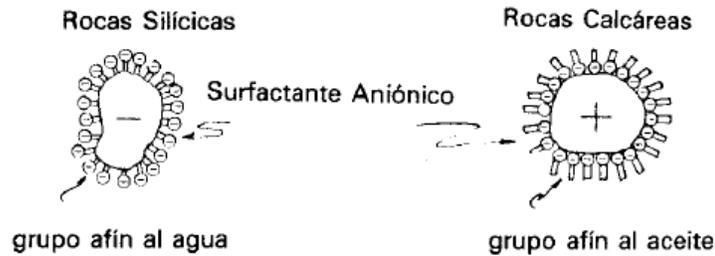


Figura 10. Características de mojabilidad de los surfactantes aniónicos. Fuente: Islas Silva, C. (1991).

**2.1.2 Surfactantes catiónicos.** Se disocian en agua en un catión orgánico anfífilo y un anión, más a menudo del tipo halogenuro.

Los surfactantes catiónicos mojarán de aceite la arena, lutita o arcilla, también mojarán de agua la caliza cuando su pH sea menor a 8 y la mojarán de aceite si su pH es mayor o igual a 9.5, romperán emulsiones de aceite en agua, emulsificarán el agua en aceite y dispersarán las arcillas o finos en aceite.

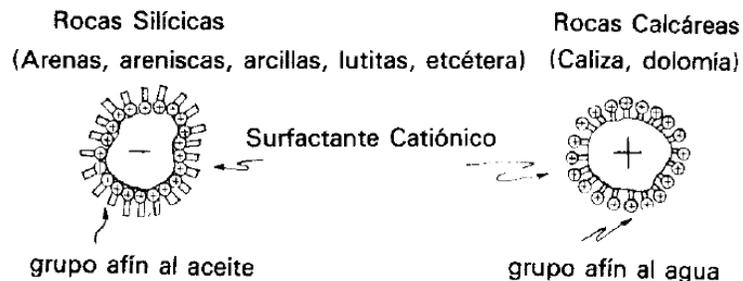


Figura 11. Características de mojabilidad de los surfactantes catiónicos. Fuente: Islas Silva, C. (1991).

**2.1.3 Surfactantes no iónicos.** No se ionizan en soluciones acuosas porque su grupo hidrofílico es de un tipo no dissociable como el alcohol, fenol, éter, éster o amida. Estos surfactantes son probablemente los más versátiles de todos para la estimulación de pozos debido a que estas moléculas no se ionizan. En combinación con otros productos químicos, los surfactantes no iónicos pueden proporcionar otras características. Debido a que la solubilidad en agua de estos surfactantes se debe a la formación de puentes de hidrógeno o a la atracción de agua por el oxígeno del óxido de etileno, esta atracción se reduce a altas temperaturas y/o altas concentraciones de sal, ocasionando que la mayoría de los surfactantes no iónicos se separen de la solución.

**2.1.4 Surfactantes anfotéricos.** Cuando una sola molécula de surfactante exhibe disociaciones tanto aniónicas como catiónicas, es llamado anfotérico o zwitteriónico. Este es el caso de productos sintéticos como betaínas o sulfobetaínas y sustancias naturales como aminoácidos y fosfolípidos.

Los surfactantes anfotéricos son moléculas que contienen grupos ácidos y básicos. En un pH ácido, la parte básica de la molécula se ioniza y proporciona actividad superficial a la molécula. En un pH básico, la parte ácida de la molécula se “neutraliza”, y por lo general tiene menos actividad superficial que a otros valores de pH. Hay un uso limitado de los surfactantes anfotéricos, sin embargo, algunos están siendo usados como inhibidores de corrosión.

## **2.2 Uso de los Surfactantes en la Industria Petrolera**

Según Schramm, L. (2000), los surfactantes son ampliamente usados y encontrados en un gran número de aplicaciones debido a su notable capacidad para influenciar sobre las superficies e interfases. Los surfactantes pueden ser aplicados o encontrados en todas las etapas de la recuperación del petróleo y el procesamiento industrial, desde la perforación del pozo petrolero,

inyección al yacimiento, producción, procesos de planta en superficie, hasta transporte a través de tuberías y transporte en alta mar de emulsiones de petróleo.

Los surfactantes son usados en casi todas las ramas de la industria del petróleo. En refinación se usan como detergentes en gasolinas y aceites lubricantes, emulsiones para asfaltos, antiespumantes en varios procesos, inhibidores de corrosión en la mayoría de los procesos que impliquen transporte y almacenamiento de crudo, etc.

En producción se utilizan como agentes de deshidratación, tensoactivos o de estimulación para recuperación mejorada como emulsionantes, espumantes para distribución de inyectividad y en lodos de perforación como emulsionantes y dispersantes.

**2.2.1 Lodos de perforación.** La composición típica de los lodos de perforación incluye agua, aceite, sólidos suspendidos, y a veces burbujas de gas. El agua y el aceite se encuentran en forma de emulsión O/W (la más común) o W/O. Los surfactantes de los lodos de perforación actúan como emulsionantes, dispersantes, espumantes o antiespumantes, e inhibidores de corrosión.

**2.2.2 Cementos.** Los cementos se inyectan de manera fluida y durante el proceso de mezclado pueden formarse burbujas que después del fraguado pueden resultar en zonas de tipo espuma sólida de baja resistencia mecánica. Para evitar esto se añaden agentes antiespumantes, tales como dodecil alcohol o el dibutil ftalato. El uso de antiespumantes es muy importante en las lechadas de cemento debido a que la formación de espumas puede reducir la efectividad de la cementación ya que las espumas dejan espacios vacíos en donde la resistencia del cemento es mucho menor y esto trae como consecuencia una disminución en la resistencia del revoque de cemento.

**2.2.3 Fluidos de completamiento y reparación.** Estos fluidos deben tener la mínima tensión interfacial, de modo que se reduzca la presión capilar, y el fluido sea fácilmente recuperable, además, debe evitar la formación de emulsiones con los fluidos del yacimiento y garantizar que la roca esté mojada preferencialmente por el agua.

**2.2.4 Estimulación de pozos.** Los surfactantes se utilizan generalmente para retornar la condición natural de la formación a ser mojada por agua, para bajar la tensión interfacial de los fluidos de estimulación, para retardar la acción de los ácidos, como desemulsificantes, dispersantes de partículas finas, preventores de precipitación orgánica “sludge”, como agentes espumantes, y como inhibidores de corrosión.

## **2.3 Utilización de los Surfactantes en la Estimulación Matricial No Reactiva**

Los surfactantes son usados generalmente en forma de mezclas entre sí con uno o varios solventes. Existen mezclas de surfactantes aniónicos-aniónicos, aniónicos-no iónicos, catiónicos-catiónicos, catiónicos-no iónicos y no iónicos-no iónicos. La mezcla de surfactantes aniónicos-catiónicos no es recomendable debido a que pueden reaccionar entre sí y generar productos diferentes que generalmente se dan en forma de precipitados. Algunos surfactantes son solo dispersables en agua o en aceite. Los surfactantes actúan de la siguiente manera:

**2.3.1 Reducción de las fuerzas retentivas de los fluidos en el medio poroso.** Los surfactantes tienen la capacidad de reducir la tensión superficial y/o interfacial, con lo cual se logra la disminución de las fuerzas capilares responsables del atrapamiento de los fluidos en el medio poroso. Este efecto de los surfactantes es más contundente en formaciones de baja permeabilidad,

de pequeños poros, donde las fuerzas retentivas son las causantes de que los hidrocarburos no fluyan con la energía suficiente hacia el pozo.

**2.3.2 Mojabilidad de la roca.** Cuando la formación en las vecindades del pozo llega a ser mojada por aceite, este se adhiere a la pared de los poros incrementando el espesor de la película que moja la roca con la consecuente disminución del área libre al flujo del aceite y el gas. Todo esto trae como consecuencia una reducción entre el 15 y el 85% de la permeabilidad a los hidrocarburos, de aquella que tuviese la roca si estuviera mojada por agua.

**2.3.3 Rompimiento de emulsiones.** La generación de una emulsión en el medio poroso restringe considerablemente el flujo de fluidos hacia el pozo, por lo que es necesario romper estas emulsiones.

Los surfactantes actúan en las emulsiones reduciendo la tensión interfacial, con lo cual se logra romper la rigidez de la película entre la fase dispersa y la fase continua. Adicionalmente el cambio de mojabilidad de las partículas sólidas que estabilizan la emulsión puede ayudar a su rompimiento.

## **2.4 Requerimientos de los Surfactantes para Estimulación Matricial No Reactiva**

Los surfactantes usados para prevenir o remover daños deben cumplir con los siguientes requerimientos:

- Reducir la tensión superficial e interfacial.
- Prevenir la formación de emulsiones o romper las ya formadas.

- Mojar de agua a la roca del yacimiento, considerando la salinidad y la acidez del agua utilizada.
- No hinchar, encoger o dispersar a las arcillas de la formación.
- Ser soluble en el fluido base de acarreo (agua o solvente) a la temperatura del yacimiento. Algunos surfactantes se dispersan exitosamente en los fluidos acarreadores.
- Ser compatibles con la salmuera o los fluidos presentes en la formación. Algunos surfactantes aniónicos y catiónicos pueden desprenderse de la solución debido a elevadas concentraciones de sal, pero estos generalmente son más solubles que los surfactantes no iónicos a altas temperaturas.

## **2.5 Fluidos Base de los Surfactantes**

Los fluidos base utilizados en los tratamientos de estimulación matricial no reactiva son oleosos, acuosos, alcoholes, solventes mutuos y soluciones micelares.

Se puede utilizar aceite crudo limpio y filtrado, pero no debe contener agentes tales como inhibidores de corrosión, fluidos deshidratantes y otros productos químicos extraños o sólidos en suspensión, debido a que estos últimos son sumamente difíciles de eliminar.

En el caso de usar agua como fluido acarreador, se debe utilizar agua limpia con 2% de KCl o agua salada limpia, con 2 o 3% de un surfactante soluble o miscible en agua.

La utilización de alcoholes, solventes mutuos o soluciones micelares, como fluidos base de estimulación matricial no reactiva, han demostrado su efectividad, sobre todo en remociones de bloqueos por agua, aceite o emulsiones y por depósitos orgánicos. En general los alcoholes o los solventes mutuos se utilizan al 10% mezclados con fluidos acuosos u oleosos, según esté indicado.

### 3. PROPIEDADES EN LAS QUE INTERVIENEN LOS SURFACTANTES

#### 3.1 Emulsiones

Según Berkman y Egloff, (1941), una emulsión es una dispersión homogénea de gotas de un líquido dentro de otro líquido inmiscible. La fase que se presenta en forma de gotas se denomina fase dispersa o interna; por otra parte, aquella en la cual las gotas están suspendidas es la fase continua o externa. Tanto el medio de dispersión y la fase dispersa tienen una superficie de frontera que las delimita; la forma del medio de dispersión es cóncava, mientras que la de la fase dispersa es convexa.

Existen tres (3) requisitos esenciales para formar una emulsión:

- Dos líquidos inmiscibles, (como el agua y el aceite.)
- Un agente emulsificante, (para estabilizar las gotas dispersas en la fase continua.)
- Suficiente agitación, (para dispersar uno de los líquidos en pequeñas gotas en el otro.)

*Agente emulsificante:* Un agente emulsificante es una sustancia que tiene un comportamiento superficial activo y ayuda en la mezcla de dos sustancias que normalmente son poco miscibles o difíciles de mezclar.

*Agitación:* La agitación necesaria para que se formen las emulsiones, puede ser suministrada por uno o varios elementos que se encuentran a lo largo del recorrido de los fluidos desde el yacimiento hasta los tanques (Chokes, bombas, curvaturas o restricciones en las líneas de flujo.)

**3.1.1 Tratamiento de emulsiones.** El tratamiento de las emulsiones consiste principalmente en una adecuada separación total de las fases, para dejar cada una en mejor condición de calidad, en cuanto a pureza de la misma se refiere. Para lograr este resultado final, es decir un crudo con BSW

menor del 0.5%, o un agua con pocas partes por millón de aceite (menos de 10 ppm), se debe realizar una exhaustiva separación que en la mayoría de los casos involucra dos o más procesos y/o principios de separación, lo que dificulta la operación y eleva los costos. Los tratamientos utilizados en la industria son:

**3.1.1.1 Tratamiento térmico.** Consiste en incrementar la temperatura de la emulsión, para facilitar su separación.

**3.1.1.2 Tratamiento eléctrico.** Consiste en crear un campo eléctrico, para cambiarle la polaridad a una parte de la emulsión, para aumentar la atracción entre las partículas y así romperla. Trabaja a menores temperaturas que el tratamiento térmico, teniendo como consecuencia que minimiza las pérdidas de volátiles, resultando en menor volumen perdido y mejor gravedad API.

**3.1.1.3 Tratamiento mecánico.** Se caracteriza porque su acción desemulsificante es inducida por el uso de equipos mecánicos que usan uno o más principios físicos para el rompimiento de la emulsión.

**3.1.1.4 Tratamiento químico.** Es quizás el tratamiento que más se utiliza en la industria petrolera para el rompimiento de emulsiones, ya que su principio de acción es bastante sencillo, consiste en la aplicación de agentes químicos (desemulsificantes) que atacan a las sustancias que favorecen o inducen a la formación o estabilidad de la emulsión. Además, presenta grandes ventajas en cuanto a su versatilidad y facilidad de aplicación, bajo costo de instalación de equipos,

procesos sencillos y deshidratación sencilla, pero resulta costoso, cuando los consumos de producto químico son altos.

### 3.2 Tensión Superficial

Según E. Anton de Salager (2005), la tensión superficial se define como la fuerza en dinas que actúa a lo largo de 1 cm de longitud de película de líquido; o el trabajo en ergios necesario para generar un centímetro cuadrado de superficie; o la energía libre superficial por centímetro cuadrado de área.

La tensión interfacial o la superficial tienen las unidades de fuerza por unidad de longitud, esto es, dina/cm, y se denotan usualmente por el símbolo  $\sigma$ . Ambas tensiones varían fuertemente según la temperatura. La Figura 12 muestra la actividad de las moléculas en superficie que causan la tensión superficial.

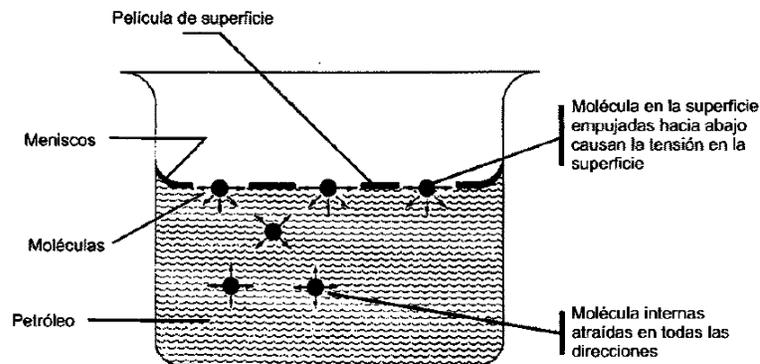
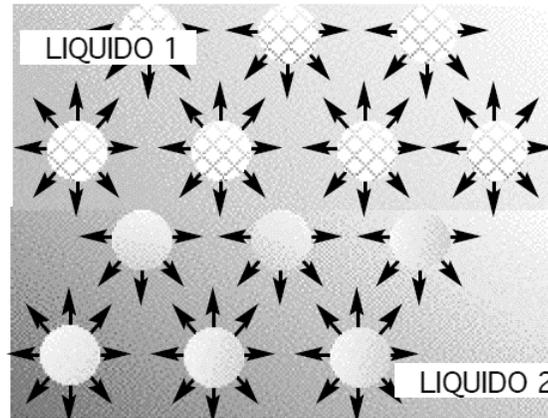


Figura 12. Ilustración de la tensión superficial. Fuente: Paris de Ferrer, M. (2009).

### 3.3 Tensión Interfacial

La tensión interfacial es la energía de Gibbs por unidad de área de interfaz, a temperatura y presión fijas se produce porque una molécula cerca de una interfaz tiene interacciones moleculares diferentes de una molécula equivalente dentro del fluido estándar. Las moléculas surfactantes se

sitúan preferentemente en la interfaz y por lo tanto disminuyen la tensión interfacial. La Figura 13 muestra las fuerzas que actúan sobre la interfase entre dos líquidos inmiscibles.



*Figura 13. Fuerzas que actúan en la interfase entre dos líquidos. Fuente: E. Antón de Salager (2005).*

### **3.4 Capilaridad**

La capilaridad o acción capilar, depende de las fuerzas por tensión superficial (la cual, a su vez, depende de la cohesión o fuerza intermolecular del líquido), que le confiere la capacidad de subir o bajar por un tubo capilar. El líquido sube a través del capilar hasta que la fuerza que lo eleva resultante de la adhesión se equilibra con el peso de la columna del líquido contenido en el capilar.

Las fuerzas capilares en un yacimiento de hidrocarburos, son el resultado de la interrelación entre la tensión superficial y la cohesión del líquido, del tamaño y forma de los poros y del valor relativo de las fuerzas de adhesión en los líquidos, es decir, de las propiedades de mojabilidad del sistema roca-fluido, y son responsables junto con las fuerzas gravitacionales, de entrapar una cantidad considerable de fluido no mojante dentro de los intersticios de la roca, determinando en gran medida la distribución de los fluidos en el yacimiento.

### 3.5 Mojabilidad

Según Forrest F. Craig (1982), la mojabilidad, también llamada humectabilidad, se define como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles.

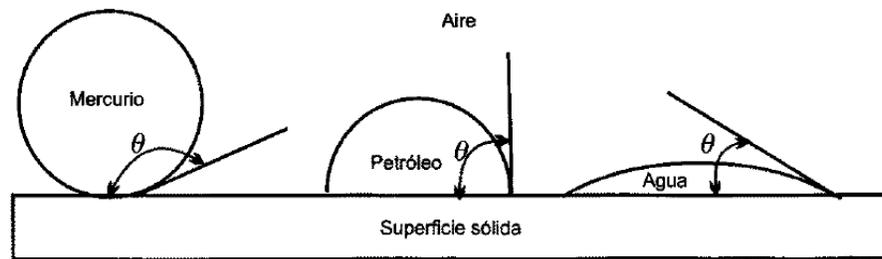
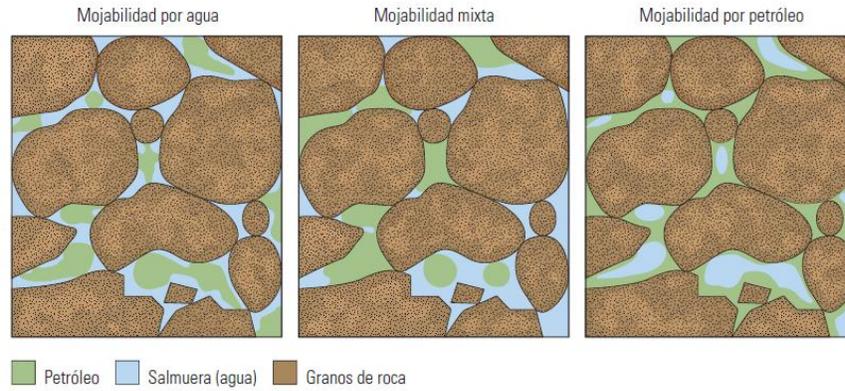


Figura 14. Ilustración de mojabilidad. Fuente: Paris de Ferrer, M. (2009).

Un ejemplo de ello está representado en la Figura 14, donde se observa que en una superficie sólida se han colocado gotas de tres líquidos (mercurio, petróleo y agua). El mercurio tiene su forma esférica, debido a que su mojabilidad a la superficie es mínima, es decir, trata de no extenderse. El petróleo desarrolla una forma semi-esférica, la cual se puede definir como mojabilidad neutra, pero el agua tiene la tendencia de extenderse al máximo, esta tendencia a extenderse sobre la superficie de un sólido es una indicación de las características de mojabilidad del líquido para el sólido. Esta tendencia a la dispersión puede expresarse de forma más conveniente midiendo el ángulo de contacto en la superficie líquido-sólido.



*Figura 15. Tipos de mojabilidad. Fuente: Los fundamentos de la mojabilidad.*

Las rocas poseen tendencias de mojabilidad, las cuales pueden ser mojabilidad por agua, mojabilidad por petróleo o mojabilidad mixta. En la Figura 15 se muestra una representación de los tipos de mojabilidad que puede tener una roca.

#### 4. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se utilizaron trece (13) bases no iónicas con las cuales se formularon los surfactantes base agua, base aceite, el rompedor y el espumante. El proyecto se realizó en tres etapas: la primera fue el reconocimiento de las bases de trabajo, es decir, conocer sus propiedades y comportamientos en diferentes solventes; la segunda fue la combinación de las bases para la obtención de los productos finales; y, por último, la evaluación de los productos finales en fluidos de estimulación usados en campo (salmueras, ácidos y solventes). En la Figura 16 se muestran las bases usadas en la formulación de los surfactantes y el rompedor.

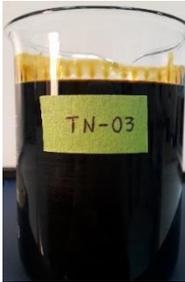
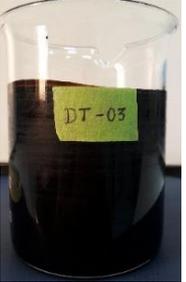
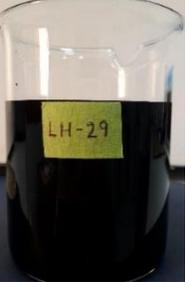


*Figura 16. Bases usadas en la formulación de surfactantes y rompedor. Fuente: Autores (2018).*

Todas las bases fueron evaluadas mediante las siguientes pruebas de laboratorio para conocer sus propiedades y comportamientos: compatibilidad fluido-fluido, detergencia, mojabilidad visual y tensión interfacial por el método del anillo.

Se utilizaron cuatro crudos para determinar la eficacia de los productos formulados en diferentes tipos de crudos. Los resultados de caracterización de los crudos se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4.  
Resultados caracterización de crudos

	<b>LCN-001C</b> <b>(La Cañada Norte)</b>	<b>TN-03</b> <b>(Tenay)</b>	<b>DT-03</b> <b>(Dina Terciario)</b>	<b>LH-29</b> <b>(La Hocha)</b>
<b>Crudo</b>				
<b>°API</b>	44.01	34.05	19.35	14.17
<b>Gravedad Específica</b>	0.7986	0.845	0.9274	0.962
<b>Viscosidad (cst)</b>	7.19 (@120°F)	9.46 (@78°F) 3.09(@130°F)	26.65(@170°F) 11.14(@210°F)	106.86(@160°F) 30.97(@210°F)
<b>%BSW</b>	0.075	4	0.3	1.05

Fuente: Autores (2018)

Las cuatro pruebas de laboratorio realizadas a cada una de las bases anteriormente mencionadas fueron:

***Prueba de Tensión Interfacial (Método anillo Du Noüy)***

El método del anillo de Du Noüy permite determinar la tensión superficial y tensión interfacial (líquido- gas y líquido –líquido) a través de la fuerza requerida para retirar un anillo de platino–iridio de la superficie del líquido. El anillo se sumerge en el líquido y luego se hace ascender lentamente. A medida que el mismo sube, se forma un menisco de líquido y la fuerza ejercida pasa por un máximo y luego disminuye, desprendiéndose el líquido del anillo y volviendo a su posición original. El cálculo de la tensión superficial se basa en medir esa fuerza máxima, en la cual el ángulo de contacto es cero. En la Figura 17 se muestra una representación gráfica y el diagrama de fuerza vs. tiempo de la determinación de la tensión superficial e interfacial.

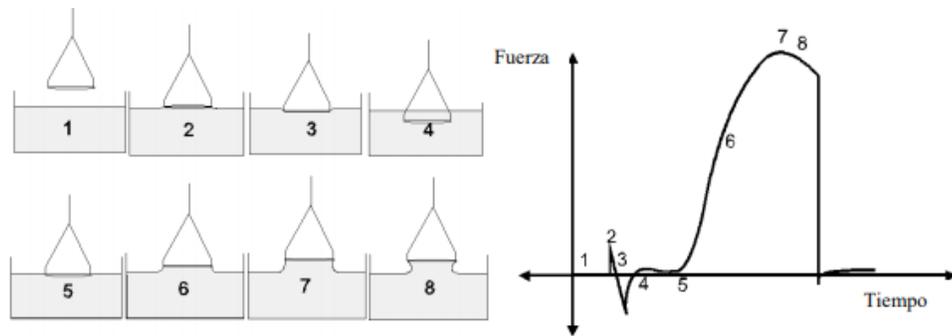


Figura 17. Etapas en la determinación de la tensión superficial e interfacial y diagrama de fuerza vs. tiempo.

**Prueba de Compatibilidad (Interacción Fluido-Fluido)**

Con esta prueba se verifica la compatibilidad química en la interacción fluido-fluido, al mezclar en proporciones volumétricas diferentes 20-80, 50-50 y 80-20 el fluido y/o tratamiento de limpieza propuesto y el crudo del pozo. En la evaluación se determina que no se presente incompatibilidad química entre el tratamiento a evaluar (salmueras, ácidos, píldoras solventes) y el crudo, expresada en formación de depósitos, grumos, o emulsiones estables. Igualmente, el tiempo de separación total de las fases: acuosa y aceitosa, debe ser menor a 60 minutos. En la Tabla 5 se muestran los tipos de resultados que se pueden obtener a la hora de realizar pruebas de compatibilidad.

Tabla 5.  
Tipos de resultado pruebas de compatibilidad.

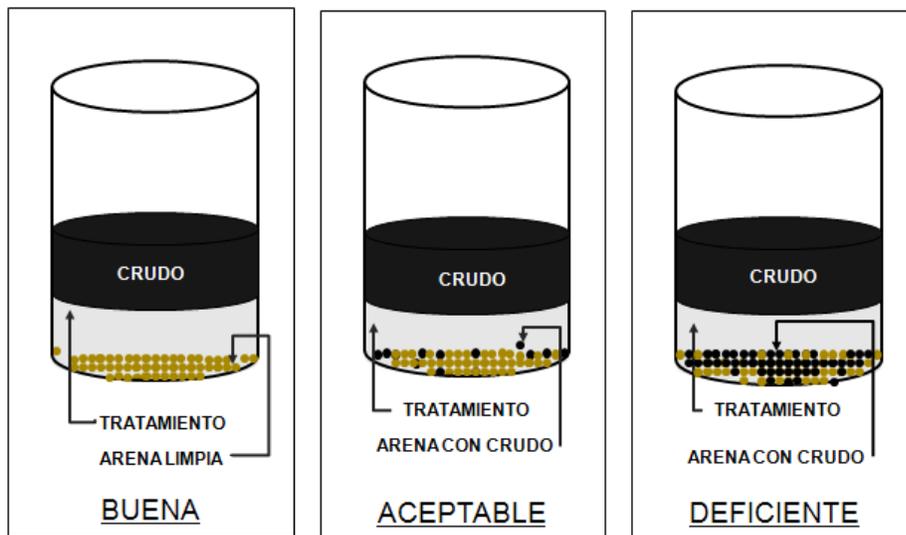
		
<b>COMPATIBILIDAD MALA</b> (No separación de las fases, relación 20/80)	<b>COMPATIBILIDAD REGULAR</b> (Separación parcial de las fases, relación 20/80)	<b>BUENA COMPATIBILIDAD</b> (Separación total de las fases, relación 20/80)

Fuente: Autores (2018)

### ***Prueba de Detergencia***

Con la prueba de detergencia se determina la capacidad de limpieza del surfactante disuelto en el tratamiento y la mojabilidad que induce el mismo en la formación. Para la realización de la prueba se toman cantidades iguales de arena de la formación y de tratamiento (salmuera, ácidos o solventes) y se agita hasta homogenizar la mezcla, se coloca a temperatura durante 1 hora y después se agrega la misma cantidad del crudo a evaluar, se agita suavemente hasta que la arena quede completamente impregnada del crudo y se coloca nuevamente a temperatura por tiempo de 1 hora; en el caso que el tratamiento sea ácido o una píldora solvente, se debe retirar dicho tratamiento y agregar la misma cantidad de agua de formación y/o salmuera en el caso que no se cuente con la primera, después se agrega el crudo, se agita y se deja a temperatura.

Al finalizar se observa el grado de limpieza de la arena, lo que indica el nivel de detergencia del producto. En la Figura 18 se puede observar el criterio de evaluación.



*Figura 18. Criterios de evaluación de la detergencia.*

### ***Prueba de mojabilidad***

Se realiza para determinar la tendencia que tiene un tratamiento a mojar la roca del yacimiento por agua o por aceite o ambas (mixta). Lo ideal es que el tratamiento tienda a mojar la formación productora al agua.

Para la realización de esta prueba visual se prepara el tratamiento que se va inyectar a la formación, se agregan 10 ml de arena de formación o arena Ottawa limpia con 20 ml del tratamiento y se agita vigorosamente, se deja en remojo la arena durante una hora ya sea a temperatura de la formación a evaluar o a temperatura ambiente.

Se toman tres probetas de 100 ml, en una se adiciona varsol, en otra agua o salmuera, y en la tercera 50% agua y 50% varsol. 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 indica que la arena está mojada preferencialmente por esa fase, si por el contrario se aglutina al contacto con la fase, se dice que la arena no muestra mojabilidad en este medio. La Tabla 6 muestra los tipos de mojabilidad visual que se pueden evidenciar en el laboratorio.

Tabla 6.  
*Tipos de mojabilidad visual.*



Fuente: Autores (2018)

#### **4.1 Reconocimiento de Bases**

Antes de comenzar la formulación de los productos, se deben conocer las propiedades y características de cada una de las bases que se tienen para trabajar. Se contó con un total de 13 bases no iónicas dentro de las cuales había dos productos comerciales que sirvieron de referencia para formular los productos finales. Los productos comerciales son SURF-001 y SURF-003, los cuales fueron la referencia para formular productos iguales o superiores a estos dos. El SURF-001 es un surfactante universal, es decir que trabaja muy bien tanto en fluidos base agua como en fluidos base aceite y el SURF-003 es un rompedor que trabaja en ambas fases (agua y aceite).

El propósito de realizar esta etapa inicial de reconocimiento es la de encontrar indicios de cuáles son las bases que posteriormente se podrían mezclar para lograr la formulación de un surfactante y un rompedor universal. De no ser posible lograr la formulación de un surfactante universal, se procede a formular un surfactante para fluidos base agua y un surfactante para fluidos base aceite.

Todas las bases se evaluaron a las mismas concentraciones y con los mismos métodos de evaluación.

Para la primera etapa se utilizó el crudo La Cañada 07 con °API de 25.86, BSW de 0.15% y viscosidad de 45.56 cst @ 79 °F y de 14.35 cst @ 130 °F. Este crudo se usó en pruebas de tensión interfacial, detergencia y compatibilidad. Se decidió trabajar con este crudo debido a que se trata de un crudo intermedio, con bajo BSW y no muy viscoso, todo lo anterior con el fin de agilizar y facilitar la limpieza de todos los materiales y equipos utilizados durante el reconocimiento inicial de las bases de trabajo. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7.  
Resultados de las pruebas de reconocimiento de bases.

BASE (2GPT)	TENSIÓN INTERFACIAL (DINAS/CM)  <i>Corregida</i>	MOJABILIDAD						DETERGENCIA		SOLUBILIDAD		FORMACIÓN DE ESPUMAS	EMULSIONES (80 mL CRUDO/20 mL SALMUERA)					
		Agua*			Aceite**			Agua*	Aceite**	Agua*	Aceite**		Volumen de salmuera (Rompimiento en mL)					
		<i>Mw</i>	<i>Mo</i>	<i>Mx</i>	<i>Mw</i>	<i>Mo</i>	<i>Mx</i>						5 min	10 min	20 min	30 min	40 min	60 min
SURF-001	0.66	✓					✓+	3	4	Buena	Buena	Buena	0	0	2	2	2	2
SURF-003	0.48			✓		✓		4	2	Buena	Buena	Buena	12	20	-	-	-	-
SURF-013	5.72			✓+			✓+	3	5	Buena	Buena	Mala	12	20	-	-	-	-
SURF-014	0.53		✓			✓		2	4	Mala	Buena	Mala	5	8	10	10	12	13
SURF-015	5.47	✓				✓		4	4	Regular	Buena	Mala	12	20	-	-	-	-
SURF-016	1.11			✓			✓	2	4	Mala	Regular	Mala	10	10	11	12	14	16
SURF-017	0.51		✓			✓		1 - -	1 - -	Regular	Buena	Regular	9	9	10	18	18	19
SURF-018	13.6	✓				✓		5	5	Buena	Mala	Mala	12	14	18	19	19	20
SURF-019	11.97	✓					✓	3	4	Buena	Regular	Mala	8	10	10	12	12	17
SURF-110	5.03	✓					✓	2	4	Buena	Buena	Mala	2	2	2	2	4	4
SURF-111	2.39	✓					✓	2	3	Regular	Buena	Regular	1	2	5	8	8	10
SURF-145	1.18			✓		✓+		3 -	3	Mala	Buena	Regular	7	14	20	-	-	-
SURF-146	1.63			✓		✓+		2	4	Mala	Buena	Mala	12	20	-	-	-	-
SURF-154	6.7	INSOLUBLE EN AGUA																
SURF-158	1.04			✓		✓+		1	3	Mala	Buena	Mala	9	12	20	-	-	-

Fuente: Autores (2018)

\* Salmuera de KCl al 2% + 2 GPT (galones por cada mil galones) de SURF

\*\* Píldora (70% xileno, 25% varsol y 5% butil glicol)

*Mo* (✓+): Mojabilidad al aceite con tendencia a mojabilidad mixta.

*Mx* (✓+): Mojabilidad mixta con muy buena dispersión en ambas fases.

La escala de detergencia va de 1 a 5, donde 1 es mala y 5 excelente.

Para ampliar el panorama de trabajo se realizaron diluciones con butil glicol, xileno y alcohol etílico debido a que estos son los solventes más usados a la hora de realizar una formulación de surfactantes. Lo anterior se realiza debido a que las bases son puras y nunca un producto terminado es 100% puro (solo una base), sino que está constituido por un porcentaje de la base o mezclas de estas, diluidas en algún solvente. Lo anterior se realiza debido a que resultaría sumamente costoso inyectar a la formación bases puras porque estas poseen un alto costo, es por esto que se mezclan con solventes, ya que el precio de estos es mucho menor que el de las bases.

Cada base tiene un comportamiento diferente en cada solvente, esto se debe a la composición química y compatibilidad de estas, además existe un rango de dosis en la cual el surfactante trabaja adecuadamente, es decir, por encima o debajo del rango de dosis este no varía su efectividad. Ese rango de dosis se conoce como la concentración micelar crítica (CMC), el cual es un factor de mucha importancia en el surfactante, pues determina el valor de dosis mínima y máxima a la cual se debe utilizar el producto y así no generar pérdidas ni problemas por exceso de dosis.

En la tabla 8 se muestran los resultados de las pruebas con diferentes diluciones.

(Ver página siguiente).

Tabla 8.  
Resultados pruebas con diluciones.

BASE	SOLVENTE	% Base en Dilución	TENSION INTERFACIAL SALMUERA/DIESEL (DINA/CM)	MOJABILIDAD						DETERGENCIA		SOLUBILIDAD		EMULSIONES					
				Agua*			Aceite**			Agua*	Aceite**	Agua*	Aceite**	Volumen de salmuera (Rompimiento en mL)					
				Mw	Mo	Mx	Mw	Mo	Mx					5 min	10 min	20 min	30 min	40 min	60 min
SURF-013 (BR-SBS)	BUTIL	50%	5.96			✓			✓	3	3	Buena	Buena	12	20	-	-	-	-
		30%	7.4			✓			✓	4	4	Buena	Buena	11	19	19	20	-	-
	XILENO	50%	3.92			✓			✓	3	4	Mala	Buena	18	19	20	-	-	-
		30%	4.61	✓				✓*		4	5	Mala	Buena	18	19	19	19	19	20
	ALCOHOL ETILICO	50%	6.73			✓			✓	4	3	Buena	Buena	19	20	-	-	-	-
		30%	8.41			✓			✓	3	4	Buena	Buena	18	19	19	20	-	-
SURF-014 (BR-E-PREVENT)	BUTIL	50%	0.45	✓				✓		4	4	Regular	Buena	2	7	9	9	9	9
		30%	0.46	✓				✓		4	4	Regular	Buena	4	9	10	10	11	12
	XILENO	50%	0.46	✓				✓		5+	4	Mala	Buena	2	8	9	10	11	11
		30%	0.47	✓				✓		5+	4	Mala	Buena	6	9	10	11	11	11
	ALCOHOL ETILICO	50%	0.47	✓				✓		4	4	Regular	Buena	6	10	10	10	10	11
		30%	0.55	✓				✓		4	5	Regular	Buena	7	10	10	10	10	10
SURF-015 (BR-CBI)	BUTIL	50%	5.6	✓				✓		4	5	Mala	Buena	9	13	18	19	19	19
		30%	7.04	✓				✓		5	5	Mala	Buena	9	12	18	18	19	20
	XILENO	50%	2.08	✓				✓+		4	4	Mala	Buena	11	18	19	19	19	19
		30%	2.04	✓				✓+		4	4	Mala	Buena	11	15	18	19	19	20
	ALCOHOL ETILICO	50%	4.34	✓				✓		3	4	Mala	Buena	10	11	13	14	15	16
		30%	6.87	✓				✓+		4	5	Mala	Buena	16	20	-	-	-	-

SURF-016 (BR-CS)	BUTIL	50%	1.08	✓			✓		3	5	Mala	Buena	7	8	10	11	12	14
		30%	1.69	✓			✓		4	4	Mala	Buena	9	9	10	11	12	12
	XILENO	50%	1.04	✓			✓		3	4	Mala	Buena	9	10	11	12	13	15
		30%	0.91	✓			✓		5	4	Mala	Buena	9	9	10	11	12	13
	ALCOHOL ETILICO	50%	0.99	✓			✓		4	2	Mala	Buena	3	7	9	9	11	11
		30%	1.14	✓			✓		4	3	Mala	Buena	10	11	12	13	14	17
SURF-017 (BR-AZ)	BUTIL	50%	0.52		✓		✓		-1	-1	Mala	Buena	10	11	11	13	14	18
		30%	0.56		✓		✓		-1	-1	Mala	Buena	9	10	12	12	15	19
	XILENO	50%	0.54		✓		✓		-1	-1	Mala	Buena	7	8	8	10	12	18
		30%	0.62		✓		✓		-1	-1	Mala	Buena	10	14	17	19	20	-
	ALCOHOL ETILICO	50%	0.59		✓		✓		-1	-1	Mala	Buena	2	5	10	12	14	18
		30%	0.59		✓		✓		-1	-1	Mala	Buena	4	8	11	13	18	19
SURF-018 (BR-PA)	BUTIL	50%	<b>INSOLUBLE EN TODOS LOS SOLVENTES</b>															
		30%																
	XILENO	50%																
		30%																
	ALCOHOL ETILICO	50%																
		30%																
SURF-019 (BR-NE)	BUTIL	50%	11.73	✓			✓		3	4	Regular	Mala	4	5	8	9	9	11
		30%	13.81	✓			✓		4	3	Regular	Mala	5	8	10	10	10	11
	XILENO	50%	<b>INSOLUBLE</b>															
		30%																
	ALCOHOL ETILICO	50%	13.82	✓			✓		4	2	Regular	Regular	3	8	10	10	10	12
		30%	13.4	✓			✓		3	4	Regular	Mala	9	10	12	12	12	18

SURF-110 (BR-CE)	BUTIL	50%	5.75	✓			✓	3	3	Regular	Buena	2	2	2	2	2	3
		30%	6.13	✓			✓	3	4	Regular	Buena	3	3	3	3	3	3
	XILENO	50%	3.64	✓			✓	2	4	Regular	Buena	1	1	1	1	2	2
		30%	4.09	✓			✓	3	3	Mala	Buena	2	2	2	2	2	3
	ALCOHOL ETILICO	50%	4.92	✓			✓	3	4	Regular	Buena	1	1	1	1	1	1
		30%	5.71	✓			✓	4	4	Regular	Buena	2	2	2	3	3	4
SUCROSOL	50%																
	30%																
SURF-111 (BR-TA)	BUTIL	50%	2.47	✓			✓	3	3	Regular	Buena	1	1	8	9	9	11
		30%	2.64	✓			✓	3	3	Regular	Buena	5	5	9	10	10	13
	XILENO	50%	2.1	✓			✓	2	3	Regular	Buena	2	10	10	11	11	11
		30%	2.25	✓			✓	2	3	Regular	Buena	5	10	11	11	11	11
	ALCOHOL ETILICO	50%	2.41	✓			✓	2	3	Buena	Buena	6	9	9	11	11	11
		30%	2.56	✓			✓	3	3	Regular	Buena	9	10	11	12	12	14
SUCROSOL	50%																
	30%																
SURF-145	BUTIL	50%	1.39		✓	✓		3	3 +	Regular	Buena	6	16	20	-	-	-
		30%	2.04		✓	✓		3	2	Regular	Buena	8	17	20	-	-	-
	XILENO	50%	1.23		✓	✓*		4	2	Regular	Buena	7	18	20	-	-	-
		30%	1.15		✓	✓*		4	4	Regular	Buena	8	18	20	-	-	-
	ALCOHOL ETILICO	50%	1.2		✓	✓		2	4	Regular	Buena	5	14	20	-	-	-
		30%	1.86			✓		3	4	Regular	Buena	6	18	20	-	-	-

SURF-146	BUTIL	50%	1.45		✓	✓	3	4	Regular	Buena	10	20	-	-	-	-
		30%	2.32		✓	✓*	3	4	Regular	Buena	11	20	-	-	-	-
	XILENO	50%	1.83		✓	✓*	3	4	Regular	Buena	11	19	20	-	-	-
		30%	2.05		✓	✓	3	4	Regular	Buena	13	19	20	-	-	-
	ALCOHOL ETILICO	50%	1.31		✓	✓*	2	4	Regular	Buena	14	20	-	-	-	-
		30%	4.01		✓	✓*	4	4	Regular	Buena	14	19	20	-	-	-
SURF-154	BUTIL	50%	<b>INSOLUBLE</b>													
		30%														
	XILENO	50%														
		30%														
	ALCOHOL ETILICO	50%														
		30%														
SURF-158	BUTIL	50%	0.78		✓	✓	2	1	Regular	Buena	9	10	12	17	18	20
		30%	4.88		✓	✓	3	1	Regular	Buena	9	10	11	15	18	20
	XILENO	50%	1.22		✓	✓	2	2	Regular	Buena	9	12	19	20	-	-
		30%	0.61		✓	✓	3	1	Regular	Buena	11	13	18	19	20	-
	ALCOHOL ETILICO	50%	0.96		✓	✓	3	2	Regular	Buena	13	19	20	-	-	-
		30%	6.23		✓	✓	3	1	Regular	Buena	11	12	17	19	20	-

Fuente: Autores (2018)

Al observar los resultados mostrados en la Tabla 8, se evidencia que algunas bases no son solubles en solventes y que solo son solubles en agua. Por otro lado, algunas son solubles en las dos fases (agua y solvente).

En la Figura 19 se ilustran los criterios de solubilidad de las bases en los diferentes solventes.



Figura 19. Criterios de solubilidad de las bases diluidas en diferentes solventes. Fuente: Autores (2018).

#### 4.2 Combinación de Bases para Formulación del Surfactante Base Agua

Una vez evaluadas las bases individualmente y teniendo un indicio de sus propiedades y características, se procedió a realizar mezclas de las bases más efectivas junto con butil glicol para dar con la formulación del surfactante base agua.

Se realizaron un gran número de pruebas para determinar el surfactante base agua, pero en la Tabla 9 se muestran los mejores resultados de la combinación de bases para obtener el surfactante base agua.

Tabla 9.

Resultados de la combinación de bases para obtener el surfactante base agua.

BASES MEZCLADAS	PORCENTAJE BASE EN SOLUCIÓN	SOLVENTES	TENSIÓN INTERFACIAL SALMUERA/CRUDO (Dina/cm)	MOJABILIDAD						DETERGENCIA		EMULSIONES					
				Agua			Aceite			Agua	Aceite	Volumen de salmuera (ml)					
				Mw	Mo	Mx	Mw	Mo	Mx			5 min	10 min	20 min	30 min	40 min	60 min
SURF-017	5%	Butil glicol	0.51	✓				✓		4	4	1	1	1	5	10	10
SURF-019	5%			✓				✓		3	4	10	10	12	12	13	14
SURF-013	5%	Butil glicol	0.54	✓				✓		3	4	10	10	12	12	13	14
SURF-017	5%			✓				✓		4	4	7	9	10	10	10	11
SURF-015	5%	Butil glicol	0.58	✓				✓		4	4	7	9	10	10	10	11
SURF-017	5%			✓				✓		4	4	8	10	10	11	12	13
SURF-017	5%	Butil glicol	1.25	✓				✓		4	4	8	10	10	11	12	13
SURF-016	5%			✓				✓		3	4	8	9	9	10	10	10
SURF-017	5%	Butil glicol	0.7	✓				✓		3	4	8	9	9	10	10	10
SURF-110	5%			✓				✓		3	3	5	6	7	10	11	11
SURF-017	3%	Butil glicol	1.47	✓				✓		3	3	5	6	7	10	11	11
SURF-110	35%			✓				✓		4	4	10	10	10	10	11	12
SURF-017	5%	Butil glicol	0.47	✓				✓		4	4	10	10	10	10	11	12
SURF-111	5%			✓				✓		3-	4	1	4	8	8	9	10
SURF-017	5%	Butil glicol	0.49	✓				✓		3	2	3	4	5	5	7	9
SURF-111	10%			✓				✓		2	4	5	11	16	18	18	19
SURF-017	3%	Butil glicol	1.28	✓				✓		3	2	3	4	5	5	7	9
SURF-111	35%			✓				✓		2	4	5	11	16	18	18	19
SURF-013	20%	Butil glicol	0.55			✓		✓		2	4	5	11	16	18	18	19
SURF-017	5%					✓		✓		2	4+	2	5	8	9	9	10
SURF-017	5%	Butil glicol	0.59			✓		✓		2	4+	2	5	8	9	9	10
SURF-019	20%					✓		✓				1	2	2	2	2	3
SURF-110	20%	Butil glicol	3	✓					✓			1	2	2	2	2	3
SURF-111	20%			✓					✓			1	2	2	2	2	3

Fuente: Autores (2018).

Analizando los resultados obtenidos en la Tabla 9 y basados en los surfactantes de referencia, se determina que la mejor combinación para el surfactante base agua es la del SURF-017 y SURF-013, cada uno con una concentración del 5% y diluidos en butil glicol.

Se seleccionó esta combinación debido a que cumple con las propiedades de un surfactante base agua las cuales son tensión interfacial baja, buena detergencia, buen rompimiento, mojabilidad en agua al agua y mojabilidad en aceite al aceite. Además, se utiliza solo 5% de cada base en la formulación final y el 90% restante es butil glicol, con lo cual se reducen los costos de fabricación del producto.

#### **4.3 Combinación de Bases para Formulación del Surfactante Base Aceite**

De igual forma se realizaron numerosas pruebas de las bases más efectivas para dar con la formulación del surfactante base aceite. Se mezclaron las mejores bases junto con xileno para lograr este surfactante.

En la Tabla 10 se muestran los resultados de las pruebas que dieron mejores resultados para obtener el surfactante base aceite.

(Ver página siguiente).

Tabla 10.

Resultados de la combinación de bases para obtener el surfactante base aceite.

BASES MEZCLADAS	PORCENTAJE BASE EN SOLUCIÓN	SOLVENTE	TENSIÓN INTERFACIAL SALMUERA/DIESEL (DINA/CM)	MOJABILIDAD						DETERGENCIA		EMULSIONES						
				Agua*			Aceite**			Agua*	Aceite**	Volumen de salmuera (Rompimiento en ml)						
				Mw	Mo	Mx	Mw	Mo	Mx			5 min	10 min	20 min	30 min	40 min	60 min	
SURF-014	10%	Xileno	0.4	✓				✓		4+	4+	8	10	10	11	11	11	
SURF-015	10%																	
SURF-014	5%	Xileno	0.88	✓				✓		4	4	2	3	5	8	8	9	
SURF-015	35%																	
SURF-014	6%	Xileno	0.75	✓					✓	4	4+	0	6	9	9	10	10	
SURF-015	28%																	
SURF-111	6%																	
SURF-014	5%	Xileno	1.17	✓					✓	4	5	0	2	4	5	7	7	
SURF-015	30%																	
SURF-111	5%																	
SURF-014	5%	Xileno	0.92	✓					✓	4	4	0	3	3	5	7	7	
SURF-015	30%																	
SURF-145	5%																	
SURF-014	5%	Xileno	3.29	✓					✓	5	4	3	4	7	8	8	9	
SURF-015	30%																	
SURF-146	5%																	
SURF-014	5%	Xileno	1.36	✓					✓	4	4	0	2	2	4	5	6	
SURF-015	20%																	
SURF-111	5%																	

Fuente: Autores (2018)

Ante los resultados obtenidos y el criterio de selección de estos, se determina que la mejor combinación para el surfactante base aceite fue la de las bases SURF-014, SURF-015 Y SURF-111 en las concentraciones 6%, 28% y 6% respectivamente, con 60% de xileno.

Se escoge esta mezcla como el surfactante base aceite debido a que cumple con las condiciones que estos deben tener: baja tensión interfacial, mojabilidad en agua al agua, mojabilidad en aceite mixta, muy buena detergencia y rompimiento aceptable.

#### 4.4 Combinación de Bases para Formulación del Rompedor

Para la formulación del rompedor se tuvo en cuenta que la base sea soluble en ambas fases y que rompa la emulsión en un corto tiempo, además de que las propiedades de mojabilidad sean: al agua en fase agua y mixta en fase aceite. Teniendo en cuenta estas limitaciones, la única base óptima para rompedor fue el SURF-013. La Tabla 11 muestra las propiedades de la base a partir de la cual se formuló el rompedor.

Tabla 11.  
*Propiedades SURF-013.*

BASE (2GPT)	TENSIÓN INTERFACIAL SALMUERA/DIESEL (DINA/CM)	MOJABILIDAD						DETERGENCIA		SOLUBILIDAD		EMULSIONES (80 mL CRUDO/20 mL SALMUERA)					
		Aqua*			Aceite**			Aqua*	Aceite**	Aqua*	Aceite**	Volumen de salmuera (Rompimiento en mL)					
		MW	Mo	Mx	MW	Mo	Mx					5 min	10 min	20 min	30 min	40 min	60 min
SURF-013	5,72			✓+			✓+	3	5	Buena	Buena	12	20	-	-	-	-

Fuente: Autores (2018)

Tabla 13.

Resultados de la dilución de base para obtener el rompedor.

BASE	SOLVENTE	% BASE EN DILUCIÓN	TENSIÓN INTERFACIAL SALMUERA/DIESEL (DINA/CM)	MOJABILIDAD						DETERGENCIA		SOLUBILIDAD		EMULSIONES (80 mL CRUDO/20 mL SALMUERA)					
				Aqua*			Aceite**			Aqua*	Aceite**	Aqua*	Aceite**	Volumen de salmuera (Rompimiento en mL)					
				MW	Mo	Mx	MW	Mo	Mx					5 min	10 min	20 min	30 min	40 min	60 min
SURF-013	BUTIL	50 %	5,96			✓				3	3	Buena	Buena	12	20	-	-	-	-
		30 %	7,4			✓				4	4	Buena	Buena	11	19	19	20	-	-
	XILENO	50 %	3,92			✓			✓	3	4	Mala	Buena	18	19	20	-	-	-
		30 %	4,61	✓				✓+		4	5	Mala	Buena	18	19	19	19	19	20
	ALCOHOL ETILICO	50 %	6,73			✓			✓	4	3	Buena	Buena	19	20	-	-	-	-
		30 %	8,41			✓			✓	3	4	Buena	Buena	18	19	19	20	-	-

Los resultados mostrados en la Tabla 13 muestran que la base SURF-013 rompe más rápidamente en dilución con alcohol etílico y a concentraciones altas, es por esto que se decidió formular el rompedor con una concentración del 40% base del SURF-013 y 60% alcohol etílico. Con el rompedor, se busca que rompa la emulsión en un tiempo muy corto y con base en lo anterior, la mejor opción fue diluirlo en alcohol etílico a las concentraciones anteriormente mencionadas.

#### 4.5 Combinación de Bases para Formulación del Espumante

Mediante las numerosas pruebas ya realizadas hasta el momento, se logró determinar que la mezcla entre las bases SURF-017 y SURF-111 era la mejor opción para la obtención de un fluido espumante. Se realizó la mezcla entre un 5% de SURF-017, 5% de SURF-111 y 90% de butil glicol.

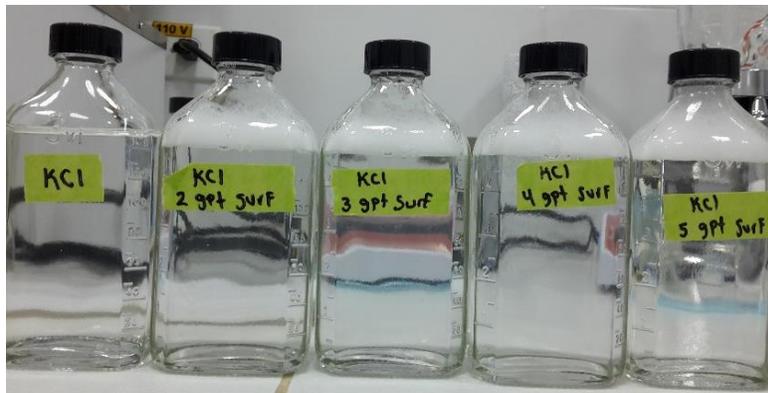


Figura 20. Nivel de espuma del fluido espumante a diferente concentración en salmuera KCl. Fuente: Autores (2018).

En la Figura 20 se muestra el nivel de espuma generado por el fluido espumante formulado a diferentes concentraciones en salmuera de KCl. El espumante trabaja más efectivamente a altas concentraciones del mismo.

**4.5.1 Prueba de calidad y estabilidad de espuma.** Para conocer la calidad y la estabilidad de la espuma formada por el fluido espumante formulado se tomaron 100 ml de salmuera de KCl al 2%, se calentó hasta los 90°C, se adicionó el fluido espumante formulado y se agitó el sistema en un mezclador a una velocidad de 4000 rpm durante 3 minutos para generar la espuma del sistema. La espuma fue vertida en una probeta de 1000 ml y se midió el volumen total de espuma generada. La ecuación [7] se utiliza para determinar la calidad de la espuma generada.

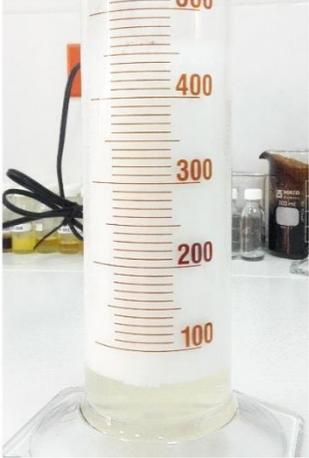
$$\text{Calidad de Espuma (\%)} = \frac{V_{Espuma(mL)} - V_{Solución(mL)}}{V_{Espuma}} * 100 \quad [7]$$

La estabilidad se define como el tiempo (min) requerido para drenar el 50% (50 ml) del líquido inicial (100 ml).

En las Tabla 14, 15 y 16, se muestran los resultados obtenidos de calidad y estabilidad en salmuera KCl del fluido espumante formulado a una concentración de 5, 10 y 15 gpt respectivamente.

Tabla 14.

*Resultados pruebas de calidad y estabilidad entre salmuera KCl al 2% y 5 gpt de fluido espumante formulado.*

Volumen líquido (ml)	Volumen espuma generada (ml)	Calidad (%)	Estabilidad (min)
100	460	78	04:15
			
Volumen espuma generada	Segregación del 50% del líquido.		

Fuente: Autores (2018).

Tabla 15.

*Resultados pruebas de calidad y estabilidad entre salmuera KCl al 2% y 10 gpt de fluido espumante formulado*

Volumen líquido (ml)	Volumen espuma generada (ml)	Calidad (%)	Estabilidad (min)
100	510	80	04:42
			
Volumen espuma generada	Segregación del 50% del líquido		

Fuente: Autores (2018).

Tabla 16.

*Resultados pruebas de calidad y estabilidad entre salmuera KCl al 2% y 15 gpt de fluido espumante formulado.*

Volumen líquido (ml)	Volumen espuma generada (ml)	Calidad (%)	Estabilidad (min)
100	530	81	04:40



Volumen espuma generada

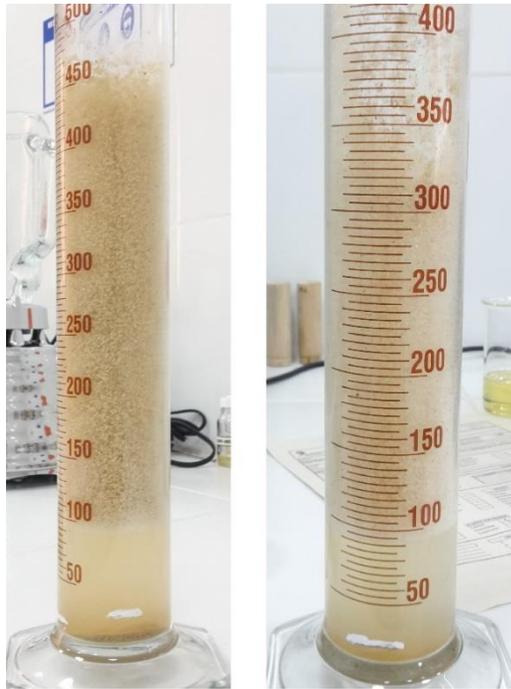


Segregación del 50% del líquido

Fuente: Autores (2018).

**4.5.2 Prueba de suspensión.** Se realizaron pruebas de suspensión para el espumante, las cuales consisten en dejar caer libremente a través de la espuma formada, una cantidad conocida de arena malla 20/40 y registrar el tiempo en que la totalidad de la arena se decanta hasta el fondo de la probeta. Para el caso de nuestro espumante formulado, no se decantó la cantidad necesaria para la finalización de la prueba en el tiempo requerido, es decir, se puede concluir que la espuma es muy estable y es capaz de mantener en suspensión sólidos durante horas.

En la Figura 21 se muestra el resultado de la prueba de suspensión del espumante a una concentración de 10 gpt usando arena malla 20/40.



*Figura 21. Suspensión de la espuma con arena malla 20/40. Fuente: Autores (2018).*

#### **4.6 Eficacia de los Surfactantes y el Rompedor**

En las Figuras 20, 21 y 22 se ilustra la eficacia de los productos terminados y cómo estos reducen considerablemente la tensión interfacial entre el agua o salmuera y el crudo del yacimiento, además de cómo se comporta cada producto al aumentar su concentración.

**4.6.1 Surfactante base agua.** Se realizaron comparaciones de tensión interfacial entre un agua, una salmuera de KCl al 2% y salmuera con adición del surfactante y el crudo LCN-001C, donde se evidencia claramente la reducción de esta propiedad y como la adición del producto en diferentes cantidades reduce la tensión interfacial, lo cual es lo que se busca a la hora de inyectar este tipo de químicos.



Figura 22. Reducción de la tensión interfacial por acción del surfactante base agua. Fuente: Autores (2018).

#### 4.6.2 Surfactante base aceite

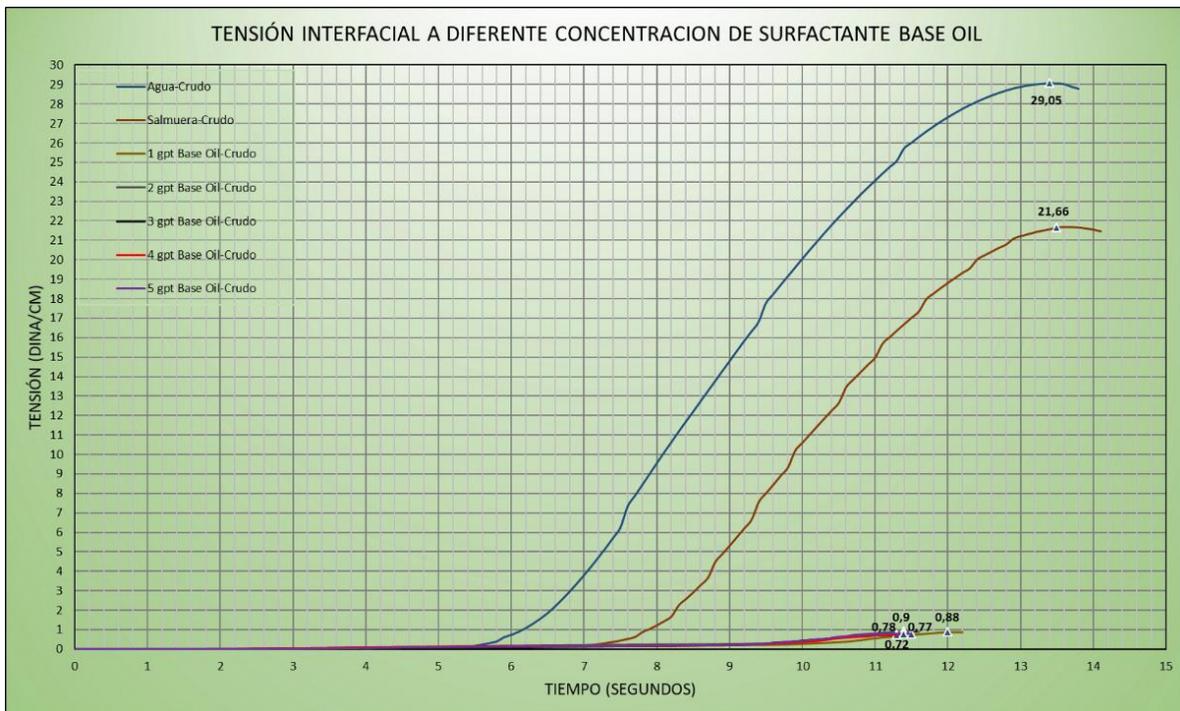


Figura 23. Reducción de la tensión interfacial por acción del surfactante base aceite. Fuente: Autores (2018).

### 4.6.3 Rompedor

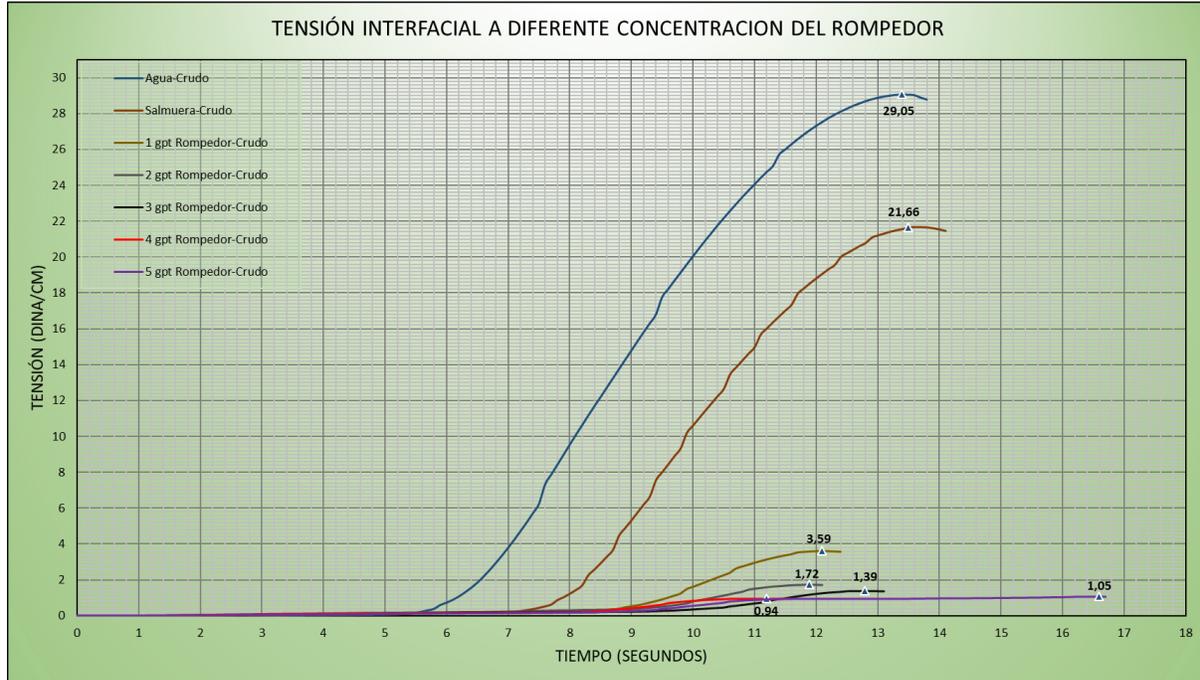


Figura 24. Reducción de la tensión interfacial por acción del rompedor. Fuente: Autores (2018).

## 4.7 Resultados de las Pruebas con los Surfactantes Formulados en los Fluidos de Estimulación

Los surfactantes formulados se probaron con fluidos de estimulación para conocer la eficacia de estos a la hora de ser utilizados en campo.

**4.7.1 Salmuera de KCl al 2%.** Los resultados que se presentaron fueron satisfactorios sin precipitación o suspensión de partículas en las pruebas de interacción fluido-fluido (compatibilidad); en cuanto a la mojabilidad se apreció de manera visual una mojabilidad al agua y una detergencia buena. Estos resultados fueron similares en los cuatro crudos de diferente API. La Tabla 14 muestra la formulación evaluada para probar los productos en una salmuera de KCl

Tabla 17.  
 Formulación evaluada para salmuera de KCl.

ADITIVO	CONCENTRACIÓN	UNIDAD
KCl	167	GPT
Surfactante base agua	5	GPT
Demulsificante	5	GPT

Fuente: Autores (2018)

Tabla 18.  
 Resultados con los productos formulados en una salmuera de KCl al 2%.

PRUEBAS REALIZADAS			
SOLUBILIDAD TRATAMIENTO			
Buena			
COMPATIBILIDAD			
Crudo LCN-001C	Crudo TN-03	Crudo DT-03	Crudo LH-29
Buena	Buena	Buena	Buena
			
DETERGENCIA			
Crudo LCN-001C	Crudo TN-03	Crudo DT-03	Crudo LH-29
Buena	Buena	Buena	Buena
			

<b>MOJABILIDAD VISUAL</b>		
Crudo LCN-001C	Arena Ottawa 20/40	Al Agua
Crudo TN-03		
Crudo DT-03		
Crudo LH-29		
<b>TENSION INTERFACIAL (DINA/CM)</b>		
Crudo LCN-001C		0.88
Crudo TN-03		0.65
Crudo DT-03		1.29
Crudo LH-29		1.84

Fuente: Autores (2018)

La Tabla 15 muestra los satisfactorios resultados obtenidos de la formulación puesta a prueba en una salmuera de KCl y en interacción con diferentes tipos de crudo.

**4.7.2 Píldora solvente.** La píldora solvente es una combinación de xileno (70%), varsol (25%) y butil glicol (5%). El tratamiento se diseñó con las concentraciones de surfactante y rompedor mostradas en la Tabla 16.

Tabla 19.  
*Formulación evaluada para píldora solvente.*

<b>ADITIVO</b>	<b>CONCENTRACIÓN</b>	<b>UNIDAD</b>
Surfactante base aceite	5	Gpt
Rompedor	5	Gpt

Fuente: Autores (2018).

En la Tabla 17 se muestran los resultados obtenidos de las pruebas con los productos terminados y una píldora solvente.

Tabla 20.

Resultados con los productos terminados en una píldora solvente.

<b>PRUEBAS REALIZADAS</b>			
<b>SOLUBILIDAD TRATAMIENTO</b>			
Buena			
<b>COMPATIBILIDAD</b>			
Salmuera <u>KCl</u> al 2%	Agua de formación Crudo TN-03	Agua de formación Crudo LH-29	
Buena	Buena	Buena	
			
<b>DETERGENCIA</b>			
Crudo LCN-001C	Crudo TN-03	Crudo DT-03	Crudo LH-29
Buena	Buena	Buena	Buena
			
<b>MOJABILIDAD VISUAL</b>			
Crudo LCN-001C	Arena Ottawa 20/40		Mixta
Crudo TN-03			
Crudo DT-03			
Crudo LH-29			

Fuente: Autores (2018)

**4.7.3 Ácido fórmico acético vivo.** El tratamiento ácido fórmico-acético fue evaluado con el surfactante base agua a una concentración de 5 GPT (galones por cada mil). Los resultados que se obtuvieron de esta prueba fueron satisfactorios, no se evidenció presencia de precipitados o partículas suspendidas para el ácido vivo. Se obtuvo una mojabilidad visual al agua y buena detergencia. La formulación usada se muestra en la Tabla 18.

Tabla 21.  
*Formulación evaluada para ácido acético vivo.*

<b>ADITIVO</b>	<b>CONCENTRACIÓN</b>	<b>UNIDAD</b>
Ácido fórmico	90	GPT
Ácido acético	100	GPT
Control de hierro	30	GPT
Estabilizador de arcillas	1	GPT
Solvente mutual	5	GPT
Demulsificante	5	GPT
Surfactante base agua	5	GPT
Inhibidor de corrosión	2	GPT

Fuente: Autores (2018)

La Tabla 19 muestra los resultados obtenidos para el ácido acético fórmico vivo con base en la formulación mostrada en la Tabla 18.

Tabla 22.

Resultados con los productos terminados en el ácido acético fórmico vivo.

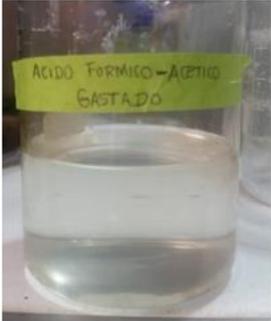
<b>PRUEBAS REALIZADAS</b>			
<b>SOLUBILIDAD TRATAMIENTO</b>			
			
Buena			
<b>COMPATIBILIDAD</b>			
Crudo LCN-001C	Crudo TN-03	Crudo DT-03	Crudo LH-29
Buena	Buena	Buena	Buena
			
<b>MOJABILIDAD VISUAL</b>			
Crudo LCN-001C	Arena Ottawa 20/40	Al Agua	
Crudo TN-03			
Crudo DT-03			
Crudo LH-29			
<b>TENSION INTERFACIAL (DINA/CM)</b>			
Crudo LCN-001C			0.88
Crudo TN-03			0.65
Crudo DT-03			1.29
Crudo LH-29			1.84

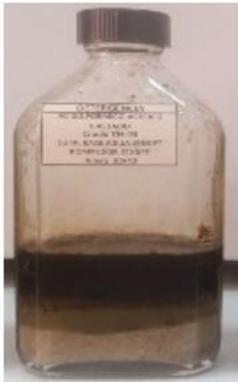
Fuente: Autores (2018)

**4.7.4 Ácido fórmico acético gastado.** El tratamiento ácido fórmico-acético fue gastado con carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) malla 40/100, y se adiciona 1 gramo por cada 10 ml de ácido (1g/10ml). La formulación usada fue la misma mostrada en la Tabla 18. Los resultados de las pruebas de los productos terminados en ácido acético fórmico gastado se muestran en la Tabla 20.

Tabla 23.

*Resultados con los productos terminados en el ácido acético fórmico gastado.*

<b>PRUEBAS REALIZADAS</b>			
<b>SOLUBILIDAD TRATAMIENTO</b>			
			
Buena			
<b>COMPATIBILIDAD</b>			
Crudo LCN-001C	Crudo TN-03	Crudo DT-03	Crudo LH-29
Buena	Buena	Buena	Buena
			

<b>DETERGENCIA</b>			
Crudo LCN-001C	Crudo TN-03	Crudo DT-03	Crudo LH-29
Aceptable	Buena	Buena	Buena
			
<b>MOJABILIDAD VISUAL</b>			
Crudo LCN-001C	Arena Ottawa 20/40	Al Agua	
Crudo TN-03			
Crudo DT-03			
Crudo LH-29			
<b>TENSION INTERFACIAL (DINA/CM)</b>			
Crudo LCN-001C			0.7
Crudo TN-03			0.76
Crudo DT-03			2.28
Crudo LH-29			2.57

Fuente: Autores (2018)

**4.7.5 Ácido fórmico acético envenenado.** Para envenenar el ácido fórmico acético se adicionaron 5000ppm de cloruro hierro hexahidratado a la formulación inicial mostrada en la Tabla 18.

Los resultados obtenidos de las pruebas con los productos formulados y el ácido acético fórmico envenenado se muestran en la Tabla 21.

Tabla 24.  
Resultados con los productos en el ácido acético fórmico envenenado.

<b>PRUEBAS REALIZADAS</b>			
<b>SOLUBILIDAD TRATAMIENTO</b>			
			
Buena			
<b>COMPATIBILIDAD</b>			
Crudo LCN-001C	Crudo TN-03	Crudo DT-03	Crudo LH-29
Buena	Buena	Buena	Buena
			
<b>SLUDGE</b>			
Crudo LCN-001C	Crudo TN-03	Crudo DT-03	Crudo LH-29
Buena	Buena	Buena	Buena
			

Fuente: Autores (2018).

#### 4.8 Análisis Económico de los Productos

Los productos finales son formulaciones en las cuales encontramos bases puras y solventes. En la Tabla 22 se encuentran los precios aproximados de los solventes usados en las formulaciones.

Tabla 25.  
*Precios de los solventes utilizados.*

<b>SOLVENTE</b>	<b>PRECIO/GAL (COP)</b>
Varsol	10.170
Xileno	13.189
Butil glicol	17.275
Alcohol etílico	10.440

Fuente: Autores (2018).

Según el proveedor que envió las bases a la empresa Guacamaya Oil Services S.A.S., para la realización de las pruebas de formulación de surfactantes, las bases usadas en las formulaciones finales de los productos tienen el siguiente precio aproximado:

SURF-013: \$54.100/gal

SURF-014: \$64.000/gal

SURF-015: \$54.100/gal

SURF-017: \$49.280/gal

SURF-111: \$40.423/gal

Según el proveedor de las bases, los surfactantes presentes en el mercado tienen un precio que oscila entre los 55.000 y 115.000 COP por galón. Se realizó un análisis para comprobar que los productos formulados resultan más económicos que los surfactantes del mercado.

***Surfactante base agua:***

La composición final del surfactante base agua fue: 5% SURF-013, 5% SURF-017 y 90% butil glicol, es decir que un galón del surfactante base agua formulado tendrá un precio aproximado de \$20.716 por galón, el cual es un precio mucho menor al precio de los surfactantes comerciales.

***Surfactante base aceite:***

La composición final del surfactante base aceite fue: 6% SURF-014, 6% SURF-111, 28% SURF-015 y 40% xileno, es decir que un galón del surfactante base aceite formulado tendrá un precio aproximado de \$26.689 por galón, es decir, un precio mucho menor al precio de los surfactantes comerciales.

***Rompedor:***

La composición final del rompedor fue: 40% SURF-013 y 60% alcohol etílico, es decir que un galón del rompedor formulado tendrá un precio aproximado de \$27.904 por galón, el cual es un precio mucho menor al precio de los rompedores comerciales.

***Espumante:***

La composición final del espumante fue: 5% SURF-017, 5% SURF-111 y 90% butil glicol, es decir que un galón del espumante formulado tendrá un precio aproximado de \$20.033 por galón, el cual es un precio mucho menor al precio de los espumantes comerciales.

## 5. CONCLUSIONES

- Se formularon exitosamente cuatro productos: un surfactante no iónico para fluidos base agua (bases SURF-017 al 5% y SURF-013 al 5%, diluidas en butil glicol), un surfactante no iónico para fluidos base aceite (bases SURF-014 al 6%, SURF-015 al 28% y SURF-111 al 6%, diluidas en xileno), un rompedor que trabaja muy bien tanto en fluidos base agua como en fluidos base aceite (base SURF-013 al 40% y 60% de alcohol etílico) y un espumante (bases SURF-017 y SURF-111, cada una al 5% y 90% de butil glicol).
- Los surfactantes formulados lograron reducir considerablemente la tensión interfacial entre dos fluidos inmiscibles, alcanzando en la mayoría de los casos valores muy cercanos a cero. En el proyecto se consiguió la reducción de tensión superficial en diferentes tipos de crudo y la reducción de la tensión interfacial entre salmuera/crudo, salmuera/tratamiento y ácido/crudo.
- El rompedor formulado logró romper las emulsiones presentes en un sistema fluido-fluido con mucha rapidez. Las mezclas a las cuales se les adicionó el rompedor formulado, lograron la separación de agua en menos de una hora.
- El espumante formulado trabaja más efectivamente en rangos entre 10 y 15 gpt (galones de espumante por cada mil galones de tratamiento), debido a que en estas concentraciones se presenta una muy buena calidad (81%) y estabilidad de espuma. Usar el espumante formulado a concentraciones más altas podría representar un desperdicio de producto.
- El espumante formulado garantiza una excelente suspensión de partículas sólidas debido a que la espuma formada es muy estable y resistente.

- Los surfactantes formulados mejoran su efectividad al mezclarse junto con el rompedor formulado, mejorando así las propiedades de mojabilidad, detergencia y reduciendo la tensión interfacial. Esto se logra debido a que los productos trabajan mejor sinérgicamente.
- Los productos formulados trabajan a muy bajas dosis, lo cual es una gran ventaja económicamente hablando debido a que no son necesarios grandes volúmenes de productos a la hora de inyectarlos a la formación.

## 6. RECOMENDACIONES

- Es de suma importancia la realización de pruebas de caracterización de crudos para trabajar con un amplio rango de crudos, desde livianos hasta pesados, con altos y bajos BSW y con viscosidades altas y bajas, esto con el fin de asegurar que los surfactantes trabajen bien en todos los tipos de crudo.
- El proceso de formulación de un producto se debe realizar mediante pruebas de ensayo y error, y es de gran importancia realizar el número de pruebas que sean necesarias para contar con un amplio rango de opciones a la hora de elegir los productos finales que mejor trabajan.
- Realizar tantas pruebas de laboratorio como sean necesarias para determinar el comportamiento de los productos a condiciones de yacimiento. Probar los productos en diferentes fluidos de tratamiento (salmueras, solventes y ácidos), junto con aditivos usados comúnmente (inhibidores, secuestrantes y controladores), con el fin de descartar cualquier incompatibilidad con estos.
- Utilizar arena de formación o núcleos frescos en pruebas de laboratorio para simular las condiciones de yacimiento y así garantizar que los resultados obtenidos a nivel de laboratorio son aplicables en campo.
- La planeación en el proceso de estimulación, desde el laboratorio hasta el momento de la inyección, es primordial para no alterar los resultados esperados debido al transporte, a la mezcla de aditivos en campo o a concentraciones diferentes a las estipuladas en laboratorio.
- No siempre mayor cantidad de producto significa mayor efectividad de trabajo, es por eso que se realizan pruebas de laboratorio con el fin de identificar la dosificación óptima de

cada producto, de esta forma se garantiza reducción de costos por exceso de producto y la efectividad de los mismos.

- Siempre que se cuenten con los recursos económicos, es recomendable realizar pruebas de desplazamiento para evaluar el comportamiento de las formulaciones directamente sobre muestras de núcleo y verificar que no causen daño a la formación.

## BIBLIOGRAFÍA

- Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo, filial de PDVSA, S.A. (INTEVEP), (1997). *Daño a la formación* (pág. 86)
- Garaicochea, F. (1985). *Apuntes de Estimulación de Pozos* (pág. 1)
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos* (pág. 241, 265)
- Islas Silva, C. (1991). *Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros*. (pág. 26)
- Tadros, Tharwat F. (2005). *Applied Surfactants: Principles and Applications*. (pág. 1)
- Schramm, L. (2000). *Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*. (pág. 3)
- Aranda A. E. (2010). *Facilidades de Superficie: Recolección y Tratamiento*. (pág. 38).
- E. Antón de Salager (2005). *Tensión Interfacial (FIRP S203-A)* (pág. 3, 6).
- Salager J. L. (1999). *Formulación composición y fabricación de emulsiones para obtener las propiedades deseadas (FIRP S747-B)*.
- Economides M. J. & Nolte K. G. (2000). *Reservoir Stimulation. Third Edition*.
- Salager J. L. (2002). *Surfactantes: Tipos y Usos (FIRP E300-A)*.
- Salager J. L. (1991). *Uso de los surfactantes en la Industria Petrolera (FIRP S350-A)*.
- American Petroleum Institute. (1977). *API Recommended Practices for Laboratory Testing of Surface Active Agents for Well Stimulation (API RP 42)*.
- American Petroleum Institute. (1999). *Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method (ASTM D971)*.
- M. K. Zahoor, Mohd. N. Derahman & M. H. Yunan. (2009). *Wettability: Interpreting the Myth*. (pág. 367).

- Forrest F. Craig. (1982). *Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua*. (pág. 9)
- Wauquier J. P. (2004). *El refino del petróleo: Petróleo crudo, productos petrolíferos y esquemas de fabricación*. (pág. 313, 314).
- Arnold K. & Stewart M. (2008). *Surface Production Operation* (pág. 388, 385).
- Salager J. L. (1998). *Adsorción y Mojabilidad (FIRP S160A)*.
- DATALOG (2001). *Manual de Perforación: Procedimientos y Operaciones en el Pozo*.
- Ahmed T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook* (pág. 209).
- Marfisi S. & Salager J. L. (2004). *Deshidratación de crudo: Principios y Tecnología (FIRP S853-PP)* (pág. 5).
- Parra, R. (2008). *Propiedades físicas de los fluidos*. (pág. 248).

## ANEXOS

### PROCEDIMIENTOS PRUEBAS REALIZADAS

#### 1. Caracterización de Crudos

**1.1 Densidad (Gravedad API).** El procedimiento para la obtención de la densidad experimentalmente para muestras de crudo se encuentra estipulado en la norma *ASTM D1475-60* la cual establece como obtener la densidad en  $\text{g/cm}^3$  para distintos líquidos por el método del picnómetro.

***Procedimiento:***

1. Escoja un picnómetro de 25 ml (o de un volumen conocido), pesarlo y registrar el peso.
2. Llene el recipiente con agua destilada recién hervida a una temperatura algo inferior a la especificada.
3. Lleve el recipiente con su contenido a la temperatura especificada. Use un baño a temperatura constante o un cuarto si es necesario. Si se calienta, puede que la expansión del contenido se expanda y rebose.
4. Remueva el exceso con un material absorbente. Seque cuidadosamente el exterior del recipiente (si se calentó en un baño), pese y registre el peso como recipiente + agua.
5. Calcule el volumen del recipiente de la siguiente manera:

$$v = \frac{(N - M)}{\rho} \quad [14]$$

Donde:

- $v$  = volumen del recipiente,  $\text{cm}^3$ .
- $N$  = peso del recipiente y agua, paso 4, gr.

- $M$  = peso del recipiente seco, paso 1, gr.
  - $\rho$  = densidad del agua a la temperatura específica,  $\text{g/cm}^3$ .
6. Repita los pasos del 1 al 4 con la muestra de crudo. Al pesar registre el peso como recipiente + crudo ( $W$ ).
7. Calcule la densidad del crudo en  $\text{g/cm}^3$  de la siguiente manera:

$$\rho_{\text{crudo}} = \frac{(W - M)}{v} \quad [15]$$

8. Para calcular la gravedad API, primero se debe corregir la densidad a una temperatura de  $60^\circ\text{F}$ . Cabe destacar que la densidad en  $\text{g/cm}^3$ , hace referencia a la gravedad específica del crudo:

$$Ge_{Tx} = Ge_T - \frac{\alpha}{1.8}(Tx - T) + \frac{\beta}{1.8}(Tx - T) \quad [16]$$

Donde:

- $Ge_{Tx}$  = gravedad específica a cualquier temperatura,  $T_x$ .
- $Ge_T$  = gravedad específica a  $T = 60^\circ\text{F}$ .

Tabla  
Constantes  $\alpha$  y  $\beta$  correspondientes a cada  $Ge_T$ .

$Ge_T$	$\alpha * 10^{-05} / ^\circ\text{C}$	$\beta * 10^{-07} / ^\circ\text{C}$
0.63	97	-4
0.78	75	0
0.85	68	1
0.95	66	3
> 0.95	66	3

Fuente: Apuntes de Crudos y Derivados. Universidad Surcolombiana

9. Calcule la gravedad API del crudo con la gravedad específica corregida a 60°F ( $G_{eT}$ ), ya conociendo la gravedad específica a la temperatura de prueba ( $G_{eTx}$ ). Tomar las gravedades específicas como las densidades obtenidas.

$$API_{60} = \frac{141.5}{SG_{60}} - 131.5 \quad [17]$$

**1.2 Viscosidad saybolt universal.** La prueba realizada para la determinación de esta magnitud, se hizo en base a la norma *ASTM D88-94*, la cual indica el procedimiento a seguir para la obtención de la Viscosidad Segundos Saybolt Universal.

La viscosidad Saybolt Universal se define como el tiempo de flujo corregido en segundos de 60 ml de muestra que fluye a través de un orificio universal calibrado en condiciones específicas. El valor de la viscosidad se informa en Segundos Saybolt Universal, abreviado SUs, a una temperatura específica.

***Procedimiento:***

1. Establezca y controle la temperatura del baño a la temperatura de prueba seleccionada. (21.1, 37.8, 54.4 y 98.9 °C) o (70, 100, 130 y 210 °F) para SUs.
2. Inserte un tapón de corcho, con un cable conectado para su fácil extracción, en la cámara de aire en la parte inferior del viscosímetro.
3. Agite bien la muestra; luego filtre a través del tamiz de alambre de 150 µm (No. 100) en el embudo del filtro directamente en el viscosímetro hasta que el nivel esté por encima del borde de desbordamiento.
4. Agite la muestra en el viscosímetro con el termómetro de viscosidad apropiado equipado con el soporte del termómetro. Cuando la temperatura de la muestra permanezca constante

dentro de 0.03 °C (0.05 °F) de la temperatura de prueba durante 1 minuto de agitación continua, retire el termómetro.

5. Con un tubo de extracción succione el sobrante de la muestra hasta el borde de desbordamiento. No toque el borde de desbordamiento con el tubo de extracción; la cabeza líquida efectiva de la muestra se reduciría.
6. Verifique para asegurarse de que el matraz receptor esté en la posición correcta; luego saca el corcho del viscosímetro usando el cable conectado, y enciende el temporizador en el mismo instante.
7. Detenga el temporizador en el instante en que la parte inferior del menisco de aceite alcanza la marca de graduación en el matraz receptor. Registre el tiempo de salida en segundos con una precisión de 0.1 s.

***Cálculo y Reporte:***

1. Multiplique el tiempo de salida por el factor de corrección para el viscosímetro determinado por:

$$F = V/t \quad [18]$$

Donde:

- V = viscosidad Saybolt certificada, y
  - t = tiempo de flujo medido a 37.8 ° C (100 ° F).
2. Informe el tiempo de salida corregido como la viscosidad Saybolt Universal con 0.1 s para valores menores de 200 y para valores mayores reporte hasta el segundo entero más cercano.

***Precisión y Tendencia:***

1. La repetibilidad de la prueba (una persona y un aparato) no puede diferir en un 1%.
2. La reproducibilidad de la prueba (diferentes personas y un aparato) no puede diferir en un 2%

**1.3 Contenido de agua y sedimentos (BSW).** La Norma *ASTM D4007-02*, establece que el contenido de agua y sedimentos del petróleo crudo es significativo porque puede causar corrosión de los equipos y problemas en el procesamiento. Se requiere una determinación del contenido de agua y sedimentos para medir con precisión los volúmenes netos de petróleo real en ventas, impuestos, intercambios y transferencias de custodia.

BSW por el método de la centrífuga. Se colocan volúmenes iguales de petróleo crudo y tolueno saturado de agua en un tubo de centrífuga en forma de cono. Después de la centrifugación, se lee el volumen de agua de mayor densidad y la capa de sedimentos en el fondo del tubo.

***Procedimiento:***

1. Llene cada uno de los tubos de la centrífuga con 50 ml de la muestra, adicione 50 ml de tolueno previamente saturado con agua. Lea la parte superior del menisco de 50 y 100 ml. Agregue 0.2 ml de demulsificante. Tape el tubo e invierta cada uno diez veces para asegurar que la muestra y el solvente se mezclen.
2. Afloje los tapones ligeramente y sumerja los tubos al menos 15 minutos en un baño maría a 60°C (140°F). Al terminar, asegure nuevamente los tapones e invierta 10 veces cada tubo para asegurar uniformidad en la mezcla.

3. Coloque los tubos en las copas de muñón a lados opuestos de la centrífuga para equilibrar. Vuelva a apretar los tapones y gire durante 10 minutos, mínimo a una fuerza centrífuga relativa de 600 calculada de la siguiente manera.

$$ref = d \left( \frac{rpm}{1335} \right) \quad [19]$$

Donde:

- ref = Fuerza centrífuga relativa
  - d = diámetro de la medida entre tubos opuestos, mm.
4. Inmediatamente después de que la centrífuga se detenga, lea y registre el volumen combinado de agua y sedimento en cada tubo. Para medidas entre 0.1 y 1 ml use una precisión de 0.05 ml, para mayores a 1 ml use 0.1 ml de precisión y por debajo de 0.1 ml estime al 0.025 ml más cercano. Devuelva los tubos a la centrífuga sin agitar y centrifugue nuevamente 10 minutos a la misma velocidad.
  5. Repita el paso 4 hasta que el volumen combinado de agua y sedimento permanezca constante durante 2 lecturas consecutivas.

***Precisión y Tendencia:***

1. La repetibilidad de la prueba exige que en entre dos mediciones distintas, los resultados obtenidos por una misma persona en la misma centrífuga y a las mismas condiciones no pueden exceder de 0.3% de agua.
2. La reproducibilidad de la prueba exige que, entre dos resultados de pruebas individuales e independientes obtenidos por personas distintas, a condiciones distintas, la medición no puede exceder el 0.3% de agua.

**2. Compatibilidad.** La prueba de compatibilidad se realiza mediante la norma API RP 42, en donde se dan las pautas y procedimientos para la misma. Se pueden realizar pruebas de compatibilidad para relaciones 20/80 y 50/50 entre fluidos de tratamiento y fluidos de la formación.

***Procedimiento:***

1. En una botella de vidrio agregar 20 ml de fluido de tratamiento y luego agregar 80 ml de fluido de formación. De igual forma se puede hacer para la relación 50/50, agregando 50 ml de fluido de tratamiento y 50 ml de fluido de formación.
2. Agitar vigorosamente 100 veces el frasco hasta alcanzar una mezcla de una sola fase entre los fluidos.
3. Comenzar a cronometrar el tiempo en cuanto se coloque la botella en el baño maría a la temperatura de fondo de pozo.
4. Registrar el volumen de fluido de tratamiento separado a los 5, 10, 20, 30, 40 y 60 minutos.
5. A medida que se verifican los volúmenes separados, observar que no se formen depósitos, grumos o alguna otra incompatibilidad química entre los fluidos.

**3. Tensión interfacial.** La prueba de tensión interfacial por el método del anillo se realiza según la norma ASTM D971 (Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method) y más específicamente, el testeo con surfactantes mediante la norma API RP 42 (API Recommended Practices for Laboratory Testing of Surface Active Agents for Well Stimulation).

La tensión interfacial está determinada por la medida de la fuerza necesaria para despegar un anillo de aluminio de la superficie del líquido de más alta tensión superficial, es decir, hacia arriba desde la interface agua-aceite. Para calcular la tensión interfacial, la fuerza medida es corregida con un factor determinado empíricamente el cual depende de la fuerza aplicada, las densidades tanto del agua como del aceite y las dimensiones del anillo.

***Preparación del equipo:***

1. Limpiar el recipiente de vidrio del tensiómetro con un solvente seguido de abundante agua.
2. El anillo debe ser limpiado con abundante agua directamente de la llave seguida por una inmersión en un pequeño beaker lleno de alcohol.
3. Flamear el anillo con una mechera procurando obtener un calentamiento uniforme. El anillo deberá obtener un color naranja y no debe ser calentado por más de 5 segundos. El anillo debe ser limpiado con agua, alcohol y flameado antes de cada medición.
4. El tensiómetro debe estar nivelado (ver la burbuja de nivel del equipo).

***Procedimiento:***

*1. Preparación de las muestras de prueba:*

- 1.1 Obtener una muestra representativa del fluido de prueba de al menos 25 ml, para ser estudiado
- 1.2 Obtener agua fresca (50 a 75 ml) para las medidas de tensión interfacial. En este estudio se usaron salmueras, crudos, tratamientos y ácidos para medir tensiones interfaciales.
- 1.3 Almacenar muy bien las muestras a las que les mediremos la tensión interfacial debido a que el polvo u otras suciedades pueden alterar los resultados.

2. *Determinación de la densidad de las muestras de prueba:*

2.1 Se determina la densidad de las muestras de prueba a temperatura de laboratorio no mayor a 25 °C. Se calcula la densidad de las muestras a ser probadas pesando en una balanza analítica, un mililitro de sustancia.

3. *Medida de la tensión interfacial:*

3.1 Se llena hasta justo antes de la mitad el recipiente de vidrio del tensiómetro con el fluido de prueba más denso y posteriormente se coloca en la plataforma del equipo de tal forma que al bajar el anillo, este se sumerja en el fluido.

3.2 Limpie el anillo y colóquelo cuidadosamente en el gancho del tensiómetro. Si en el instante en que se pone el anillo en el gancho se muestra un valor de tensión por fuera del rango de 0 a 10 dina/cm el equipo debe ser calibrado. La calibración se realiza mediante el uso de unas pesas y siguiendo el manual del equipo.

3.3 Hacer clic en el botón UP del software del tensiómetro para que la plataforma suba y así el anillo logre sumergirse en el fluido más denso. Una vez el anillo esté sumergido a la mitad del fluido, dar clic en STOP para detener la plataforma.

3.4 Añadir cuidadosamente el fluido menos denso, evitando formar burbujas. Cerrar cualquier entrada de corrientes de aire que pueda interferir con la medición y dejar el recipiente en reposo durante 30 segundos antes de iniciar la prueba.

3.5 Antes de continuar se deben ingresar los datos necesarios para la prueba. Antes de iniciar cualquier medición se debe dar clic en ZERO para iniciar desde el valor de 0 dina/cm la prueba.

3.6 Dar clic en TEST para iniciar la prueba. La plataforma bajará lentamente haciendo que el anillo suba cortando la interfase entre el fluido más denso y el menos denso. En ese instante el tensiómetro registrará el valor máximo de tensión en la interfase. Adicionalmente, el tensiómetro arroja la gráfica de Tensión vs Tiempo.

### ***Cálculos***

El software genera el dato de tensión interfacial observada y corregida. El programa calcula la tensión mediante la ecuación:

$$\text{Tensión interfacial, dina/cm} = P \times F$$

Dónde:

P = Tensión leída cuando la película interfacial se rompe, dina/cm, y

F = Factor de corrección para la tensión interfacial.

El factor de corrección es calculado por valores de relaciones de diámetro R/r, especificados por el fabricante del anillo usado. El factor de corrección está dado por:

$$F = 0.7250 + \sqrt{\frac{1.452P}{C^2(D-d)} + 0.04534} - \frac{1.679}{R/r}$$

Dónde:

P = tensión leída, dina/cm,

C = circunferencia del anillo, mm,

D = densidad del agua, g/ml

d = densidad de la muestra de prueba, g/ml,

R = radio del anillo, y

r = radio del cable del anillo, mm.

### ***Precisión***

Este método de medición de tensión interfacial tiene una precisión del 95%. En algunos casos se realizaron dos mediciones para corroborar la precisión y variación de los datos arrojados por el software. Las variaciones fueron inferiores a 1 dina/cm.

**4. Mojabilidad.** Con la prueba de mojabilidad visual podemos verificar si un tratamiento que se va a inyectar a la formación, mojará la arena de agua, de aceite o de ambas fases.

#### ***Procedimiento:***

1. En una botella de 100 ml agregar 30 ml de fluido de tratamiento.
2. Luego, agregar 30 ml de arena representativa de formación.
3. Agitar durante un minuto y colocar en el baño maría durante una hora.
4. Una vez pasada la hora, tomar una cucharada de la arena impregnada de tratamiento y dejarla caer libremente en una probeta de 100 ml. La probeta tendrá la mezcla heterogénea comprendida entre 80 ml de agua y 20 ml de varsol.
5. Si la arena se dispersa tanto en el agua como en el varsol, se dice que el tratamiento hará que la arena se moje tanto de agua como de aceite. Si la arena se dispersa solamente en agua, se dice que el tratamiento hará que la arena se moje solamente por agua. Si la arena se dispersa en el varsol, se dice que el tratamiento hará que la arena sea mojada por aceite.

**5. Detergencia.** Con la prueba de detergencia podemos saber que tan bien un surfactante actúa limpiando el crudo de la roca y mejorando la producción de petróleo.

#### ***Procedimiento:***

1. En una botella de 100 ml agregar 30 ml de fluido de tratamiento.

2. Luego, agregar 30 ml de arena representativa de formación.
3. Finalmente agregar 30 ml de fluido de formación (crudo).
4. Agitar durante un minuto y colocar en el baño maría durante una hora.
5. Una vez pasada la hora, agitar suavemente la botella para saber que tan bien el tratamiento limpia la arena.
6. Si la arena muy fácilmente queda limpia, es decir, sin agitar tanto la botella, se dice que el tratamiento tiene muy buena detergencia. Si hay que agitar mucho la botella para que la arena quede limpia, se dice que el tratamiento tiene detergencia regular. Si la arena no queda limpia a pesar de agitar mucho la botella, se dice que la detergencia del tratamiento es mala.