



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**

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

**CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE SELECCIÓN DE  
FLUIDOS DE COMPLETACIÓN UTILIZADOS EN LA  
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS EN LA CUENCA  
AMAZÓNICA**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO  
DE INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**CARLOS FERNANDO ROJAS GALLO**

**DIRECTOR: ING. VÍCTOR FERNANDO PINTO TOSCANO MSc.**

**Quito, Mayo 2018**

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2018  
Reservados todos los derechos de reproducción

## FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO PROYECTO DE TITULACIÓN

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1723121404
APELLIDO Y NOMBRES:	Rojas Gallo Carlos Fernando
DIRECCIÓN:	Manuel Jordán S8-302. Conjunto Colinas Medio Mundo C1. Urbanización Pusuquí.
EMAIL:	carlosrojas94@hotmail.es
TELÉFONO FIJO:	022351210
TELÉFONO MÓVIL:	0959060917

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO	Determinación De Los Criterios De Selección De Fluidos De Completación Utilizados En La Perforación De Pozos Petroleros En La Cuenca Amazónica.
AUTOR	Carlos Fernando Rojas Gallo
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN	10 de mayo de 2018
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN	Ing. Víctor Fernando Pinto Toscano MSc.
PROGRAMA	PREGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA	INGENIERO DE PETRÓLEOS
RESUMEN	El presente trabajo de titulación tuvo como objetivo determinar criterios de selección de fluidos de completación utilizados en la perforación de pozos petroleros en la Cuenca Amazónica. Se tomaron parámetros de selección que son compatibilidad y densidad. Se realizó una búsqueda bibliográfica acerca de datos de las sales utilizadas como base para preparar fluidos de completación, considerando que en Ecuador se encuentran disponibles: KCl, NaCl, CaCl <sub>2</sub> y HCOONa. Se escogió KCl como base sólida y agua fresca como base líquida para la preparación de

17 formulaciones de fluidos de completación, estas incluyen la mezcla de aditivos químicos para mejorar el rendimiento y proteger a la formación. Cada uno de los fluidos de completación preparados según las formulaciones antes mencionadas, fueron sometidos a pruebas de compatibilidad. Para simular las condiciones de temperatura de fondo se sometieron al crudo, y la salmuera a 50 °C. Las pruebas de la compatibilidad y comportamiento en fondo se realizaron mediante análisis de laboratorio, mezclando el crudo con cada fluido de completación propuesto en probetas de 50 mililitros. Se variaron las concentraciones crudo - salmuera en 75 %Volumen - 25 %V, 50 %V - 50 %V y 75 %V - 25 %V. Para el crudo seleccionado, existieron cinco formulaciones eficientes para trabajar. Estas formulaciones presentaron niveles de separación crudo - salmuera de 93.33 %, 92.67 %, 91.33 %, y dos formulaciones de 92.00 %. Con estos valores se determinó que dichas formulaciones cumplirán con los requisitos para tener una completación exitosa. La salmuera base KCl fue eficiente para trabajar con crudo pesado, su rendimiento mejoró con el uso de solvente mutual y demulsificante, reduciendo la viscosidad del crudo y aumentando los niveles de separación. En algunas pruebas se presentaron micro emulsiones de crudo en salmuera, lo cual se contrarrestó con el uso de demulsificante en una concentración menor al 0.25 %V. La variación de

	<p>densidad del fluido de completación fue un factor determinante para la eficiencia y separación, ya que al trabajar con 8.4 ppg se pudo notar que mejoró el nivel de separación y no se presentaron micro emulsiones de crudo en salmuera.</p>
<p><b>PALABRAS CLAVE</b></p>	<p><b>Fluido de completación, Densidad, Viscosidad, Presión, daño de formación, emulsión.</b></p>
<p><b>ABSTRACT</b></p>	<p>The objective of the present titration work was to determine criteria for the selection of completion fluids used in oil well drilling in the Amazon Basin. Selection parameters that are compatibility and density were taken. A bibliographic search was made about the data of the salts used as a base to prepare completion fluids, considering that in Ecuador they are available: KCl, NaCl, CaCl<sub>2</sub> and HCOONa. KCl was chosen as a solid base and fresh water as a liquid base for the preparation of 17 completion fluid formulations, which include the mixture of chemical additives to improve performance and protect the formation. Each of the completion fluids prepared according to the aforementioned formulations were subjected to compatibility tests. To simulate the conditions of bottom temperature they were subjected to crude oil, and brine at 50 °C. The tests of the compatibility and behavior in well were made by laboratory analysis, mixing the crude oil with each proposed completion fluid in 50 mL test tubes. The crude and brine concentrations were varied in 75% V - 25 V%, 50% V - 50% V and 75% V - 25% V. For the selected crude, there were five efficient formulations to</p>

	<p>work with. These formulations showed levels of crude separation - brine of 93.33%, 92.67%, 91.33%, and two formulations of 92.00%. It was concluded that said formulations will meet the requirements to have a successful completion. The KCl base brine was efficient to work with heavy oil, its performance improved with the use of mutual solvent and demulsifier, reducing the viscosity of the crude oil and increasing the separation levels. In some tests micro-emulsions of crude oil were presented in brine, which was counteracted by the use of demulsifier in a concentration lower than 0.25% V. The density variation of the completion fluid was a determining factor for the efficiency and separation, since when working with 8.4 ppg it could be noticed that the level of separation between crude oil and brine improved and no micro emulsions of crude in brine were presented.</p>
<p><b>KEYWORDS</b></p>	<p><b>Completion fluid, Density, Viscosity, Pressure, formation damage, emulsion.</b></p>

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




---

CARLOS FERNANDO ROJAS GALLO  
AUTOR  
C.I. 1723121404





Company Limited

探 厄 瓜 多 尔 分 公 司

CNPC Chuanqing Drilling Engineering

川 庆 钻

(CCDC Ecuador Branch)

## CERTIFICADO

**Chuanqing Drilling Engineering Company Limited (CCDC)**, certifica que el señor **Rojas Gallo Carlos Fernando** con cédula de identidad No. 1723121404 realizó su tesis para la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos; siendo el tema de tesis **“DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE SELECCIÓN DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DE LA CUENCA AMAZÓNICA”** desde el 02 de octubre del 2017 al 12 de enero del 2018.

El portador del presente documento certificado; puede hacer uso como ha bien tuviere.

Sin otro particular, nos suscribimos,

Atentamente,

**Chuanqing Drilling Engineering Company Limited (CCDC)**

Henry Romero

Ingeniero de Laboratorio CCDC

Quito, Mayo del 2018

## DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **CARLOS FERNANDO ROJAS GALLO**, CI 1723121404 autor del proyecto titulado: **DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE SELECCIÓN DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS EN LA CUENCA AMAZÓNICA** previo a la obtención del título de **INGENIERO DE PETRÓLEOS** en la Universidad Tecnológica Equinoccial.

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

Quito, 10 de mayo de 2018.



---

**CARLOS FERNANDO ROJAS GALLO**  
**AUTOR**

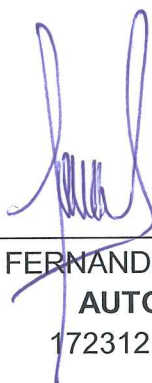
1723121404



## DECLARACIÓN

Yo **CARLOS FERNANDO ROJAS GALLO**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.



---

CARLOS FERNANDO ROJAS GALLO

**AUTOR**

1723121404

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE SELECCIÓN DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS EN LA CUENCA AMAZÓNICA que, para aspirar al título de Ingeniero de Petróleos fue desarrollado por Carlos Fernando Rojas Gallo, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 19, 27 y 28.



---

Ing. Víctor Fernando Pinto Toscano M.Sc.  
**DIRECTOR DEL TRABAJO**  
C.I. 171310693-6

## **AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIA**

A la Universidad Tecnológica Equinoccial y el cuerpo docente de la carrera de Ingeniería de Petróleos por la oportunidad de estudiar e impartir conocimientos y experiencias que influyan a futuro.

A los compañeros y profesores que colaboraron en el desarrollo del presente trabajo, de manera especial al Ing. Henry Romero funcionario de CNPC-CCDC por ser un guía fundamental durante el tiempo de trabajo y facilitar el espacio de los laboratorios.

A mis padres y amigos por su apoyo incondicional durante mi carrera.

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

	<b>PÁGINA</b>
<b>RESUMEN</b>	1
<b>ABSTRACT</b>	2
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	3
1.1 COMPLETACIÓN	3
1.1.1 COMPLETACIONES A HUECO ABIERTO	4
1.1.2 COMPLETACIONES A HUECO ENTUBADO	4
1.1.3 COMPLETACIONES DE FLUJO NATURAL	4
1.1.4 COMPLETACIONES CON SISTEMAS ARTIFICIALES	4
1.1.5 COMPLETACIONES CON UNA SOLA ZONA	4
1.1.6 COMPLETACIONES DE ZONAS MÚLTIPLES	5
1.2 WORKOVER	5
1.3 FLUIDOS DE COMPLETACIÓN	5
1.3.1 SALMUERA	5
1.3.1.1 Salmueras monovalentes	5
1.3.1.2 Salmueras divalentes	6
1.3.1.3 Salmueras de formiato	6
1.3.2 FUNCIONES DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN	6
1.3.2.1 Estabilizar el pozo y control de presión de fondo	6
1.3.2.2 Desgasifica el sistema	6
1.3.2.3 Operaciones de limpieza	6
1.3.3 CLASIFICACIÓN DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN	7
1.3.3.1 Según su homogeneidad	7
1.3.3.2 Según su base o componente principal	7
1.4 DAÑO DE FORMACIÓN	9
1.4.1 MECANISMOS DE DAÑO DE FORMACIÓN	9
1.4.1.1 Invasión de sólidos	9
1.4.1.3 Hinchamiento de arcillas	10
1.4.1.4 Cambio de mojabilidad	10

	<b>PÁGINA</b>
1.4.1.5 Precipitación química	11
1.4.1.6 Problemas de incompatibilidad	11
1.4.1.7 Daño biológico	12
1.5 CONSIDERACIONES PARA SELECCIÓN DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN	13
1.5.1 DENSIDAD	13
1.5.2 CRISTALIZACIÓN	13
1.5.2.1 Punto de cristalización para salmueras de una sal	14
1.5.2.2 Punto de cristalización para salmueras de sales múltiples	14
1.5.2.3 PCT (Pressure-Dependent Crystallization Temperature)	14
1.5.3 COMPATIBILIDAD	15
1.5.3.1 Compatibilidad con la formación	15
1.5.3.2 Compatibilidad con fluidos del reservorio	16
1.5.3.3 Compatibilidad con otros fluidos de completación	17
1.5.3.4 Compatibilidad con elastómeros	17
1.5.4 CORROSIÓN	17
1.5.5 IMPACTO AMBIENTAL	18
1.5.6 DISPONIBILIDAD	18
1.6 OBJETIVOS	19
1.6.1 OBJETIVO GENERAL	19
1.6.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
<b>2. METODOLOGÍA</b>	<b>20</b>
2.1 FORMULACIONES DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN BASE KCl Y AGUA FRESCA	20
2.2 COMPATIBILIDAD DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN CON LOS FLUIDOS DE LA FORMACIÓN	21
2.3 DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE SELECCIÓN	23
2.3.1 DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE SELECCIÓN SEGÚN DENSIDAD	23

	<b>PÁGINA</b>
<b>3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN</b>	<b>24</b>
3.1 FLUIDOS DE COMPLETACIÓN EFICIENTES SEGÚN EL VOLUMEN DE SEPARACIÓN	24
3.1.1 OBSERVACIONES SOBRE LA FORMULACIÓN DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN	25
3.2 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD Y COMPORTAMIENTO EN FONDO DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN	26
3.2.1 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: Formulación 0 (F0)	27
3.2.2 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: Formulación 1 (F1)	28
3.2.3 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: Formulación 2 (F2)	30
3.2.4 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: Formulación 3 (F3)	31
3.2.5 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: Formulación 4 (F4)	33
3.2.6 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: Formulación 5 (F5)	34
3.2.7 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: Formulación 6 (F6)	36
3.2.8 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: Formulación 7 (F7)	37
3.2.9 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: Formulación 8 (F8)	39
3.2.10 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: Formulación 9 (F9)	40
3.2.11 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: Formulación 10 (F10)	42
3.2.12 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: Formulación 11 (F11)	43
3.2.13 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: Formulación 12 (F12)	45
3.2.14 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: Formulación 13 (F13)	46
3.2.15 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: Formulación 14 (F14)	48
3.2.16 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: Formulación 15 (F15)	50
3.2.17 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: Formulación 16 (F16)	51
3.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN	53
3.3.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN SEGÚN COMPATIBILIDAD CON LOS FLUIDOS DE LA FORMACIÓN	53
3.3.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN SEGÚN LA DENSIDAD	54
 <b>4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	 <b>55</b>
4.1 CONCLUSIONES	55
4.2 RECOMENDACIONES	56



	<b>PÁGINA</b>
<b>5. BIBLIOGRAFÍA</b>	57
<b>6. ANEXOS</b>	59

# ÍNDICE DE TABLAS

	<b>PÁGINA</b>
<b>Tabla 1:</b> Parámetros de evaluación de fluidos de completación en Ecuador	13
<b>Tabla 2:</b> Formulaciones de fluidos de completación desde F0 hasta F10	20
<b>Tabla 3:</b> Formulaciones de fluidos de completación desde F11 hasta F15	21
<b>Tabla 4:</b> Resultados de separación según concentraciones de salmuera	24
<b>Tabla 5:</b> Observaciones según resultados obtenidos de las pruebas	25
<b>Tabla 6:</b> Prueba de compatibilidad 1: Formulación 0	27
<b>Tabla 7:</b> Prueba de compatibilidad 2: Formulación 0	27
<b>Tabla 8:</b> Prueba de compatibilidad 3: Formulación 0	28
<b>Tabla 9:</b> Prueba de compatibilidad 4: Formulación 1	28
<b>Tabla 10:</b> Prueba de compatibilidad 5: Formulación 1	29
<b>Tabla 11:</b> Prueba de compatibilidad 6: Formulación 1	29
<b>Tabla 12:</b> Prueba de compatibilidad 7: Formulación 2	30
<b>Tabla 13:</b> Prueba de compatibilidad 8: Formulación 2	30
<b>Tabla 14:</b> Prueba de compatibilidad 9: Formulación 2	31
<b>Tabla 15:</b> Prueba de compatibilidad 10: Formulación 3	31
<b>Tabla 16:</b> Prueba de compatibilidad 11: Formulación 3	32
<b>Tabla 17:</b> Prueba de compatibilidad 12: Formulación 3	32
<b>Tabla 18:</b> Prueba de compatibilidad 13: Formulación 4	33
<b>Tabla 19:</b> Prueba de compatibilidad 14: Formulación 4	33
<b>Tabla 20:</b> Prueba de compatibilidad 15: Formulación 4	34
<b>Tabla 21:</b> Prueba de compatibilidad 16: Formulación 5	34
<b>Tabla 22:</b> Prueba de compatibilidad 17: Formulación 5	35
<b>Tabla 23:</b> Prueba de compatibilidad 18: Formulación 5	35
<b>Tabla 24:</b> Prueba de compatibilidad 19: Formulación 6	36
<b>Tabla 25:</b> Prueba de compatibilidad 20: Formulación 6	36
<b>Tabla 26:</b> Prueba de compatibilidad 21: Formulación 6	37
<b>Tabla 27:</b> Prueba de compatibilidad 22. Formulación 7	37
<b>Tabla 28:</b> Prueba de compatibilidad 23. Formulación 7	38
<b>Tabla 29:</b> Prueba de compatibilidad 24. Formulación 7	38

<b>Tabla 30:</b> Prueba de compatibilidad 25. Formulación 8	39
<b>Tabla 31:</b> Prueba de compatibilidad 26. Formulación 8	39
<b>Tabla 32:</b> Prueba de compatibilidad 27. Formulación 8	40
<b>Tabla 33:</b> Prueba de compatibilidad 28: Formulación 9	40
<b>Tabla 34:</b> Prueba de compatibilidad 29: Formulación 9	41
<b>Tabla 35:</b> Prueba de compatibilidad 30: Formulación 9	41
<b>Tabla 36:</b> Prueba de compatibilidad 31: Formulación 10	42
<b>Tabla 37:</b> Prueba de compatibilidad 32: Formulación 10	42
<b>Tabla 38:</b> Prueba de compatibilidad 33: Formulación 10	43
<b>Tabla 39:</b> Prueba de compatibilidad 34: Formulación 11	43
<b>Tabla 40:</b> Prueba de compatibilidad 35: Formulación 11	44
<b>Tabla 41:</b> Prueba de compatibilidad 36: Formulación 11	44
<b>Tabla 42:</b> Prueba de compatibilidad 37: Formulación 12	45
<b>Tabla 43:</b> Prueba de compatibilidad 38: Formulación 12	45
<b>Tabla 44:</b> Prueba de compatibilidad 39: Formulación 12	46
<b>Tabla 45:</b> Prueba de compatibilidad 40: Formulación 13	47
<b>Tabla 46:</b> Prueba de compatibilidad 41: Formulación 13	47
<b>Tabla 47:</b> Prueba de compatibilidad 42: Formulación 13	48
<b>Tabla 48:</b> Prueba de compatibilidad 43: Formulación 14	48
<b>Tabla 49:</b> Prueba de compatibilidad 44: Formulación 14	49
<b>Tabla 50:</b> Prueba de compatibilidad 45: Formulación 14	49
<b>Tabla 51:</b> Prueba de compatibilidad 46: Formulación 15	50
<b>Tabla 52:</b> Prueba de compatibilidad 47: Formulación 15	50
<b>Tabla 53:</b> Prueba de compatibilidad 48: Formulación 15	51
<b>Tabla 54:</b> Prueba de compatibilidad 49: Formulación 16	51
<b>Tabla 55:</b> Prueba de compatibilidad 50: Formulación 16	52
<b>Tabla 56:</b> Prueba de compatibilidad 51: Formulación 16	52

# ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
<b>Figura 1:</b> Rangos de densidades de las salmueras	8

# ÍNDICE DE ANEXOS

	<b>PÁGINA</b>
<b>ANEXO 1</b> AGITADOR DE ALTA VELOCIDAD	59
<b>ANEXO 2</b> FILTRADO DE SALMUERA	60
<b>ANEXO 3</b> BAÑO TÉRMICO KOEHLER	61
<b>ANEXO 4</b> CÁLCULOS DE PRESIÓN HIDROSTÁTICA	62

## RESUMEN

El presente trabajo de titulación tuvo como objetivo determinar criterios de selección de fluidos de completación utilizados en la perforación de pozos petroleros en la Cuenca Amazónica. Se tomaron parámetros de selección que son compatibilidad y densidad. Se realizó una búsqueda bibliográfica acerca de datos de las sales utilizadas como base para preparar fluidos de completación, considerando que en Ecuador se encuentran disponibles: KCl, NaCl, CaCl<sub>2</sub> y HCOONa. Se escogió KCl como base sólida y agua fresca como base líquida para la preparación de 17 formulaciones de fluidos de completación, estas incluyen la mezcla de aditivos químicos para mejorar el rendimiento y proteger a la formación. Cada uno de los fluidos de completación preparados según las formulaciones antes mencionadas, fueron sometidos a pruebas de compatibilidad. Para simular las condiciones de temperatura de fondo se sometieron al crudo, y la salmuera a 50 °C. Las pruebas de la compatibilidad y comportamiento en fondo se realizaron mediante análisis de laboratorio, mezclando el crudo con cada fluido de completación propuesto en probetas de 50 mililitros. Se variaron las concentraciones crudo - salmuera en 75 %Volumen - 25 V%, 50 %V - 50 %V y 75 %V - 25 %V. Para el crudo seleccionado, existieron cinco formulaciones eficientes para trabajar. Estas formulaciones presentaron niveles de separación crudo - salmuera de 93.33 %, 92.67 %, 91.33 %, y dos formulaciones de 92.00 %. Con estos valores se determinó que dichas formulaciones cumplirán con los requisitos para tener una completación exitosa. La salmuera base KCl fue eficiente para trabajar con crudo pesado, su rendimiento mejoró con el uso de solvente mutuo y demulsificante, reduciendo la viscosidad del crudo y aumentando los niveles de separación. En algunas pruebas se presentaron micro emulsiones de crudo en salmuera, lo cual se contrarrestó con el uso de demulsificante en una concentración menor al 0.25 %V. La variación de densidad del fluido de completación fue un factor determinante para la eficiencia y separación, ya que al trabajar con 8.4 ppg se pudo notar que mejoró el nivel de separación y no se presentaron micro emulsiones de crudo en salmuera.

**PALABRAS CLAVE:** Fluido de completación, densidad, viscosidad, presión, daño de formación, emulsión.



## ABSTRACT

The objective of the present titration work was to determine criteria for the selection of completion fluids used in oil well drilling in the Amazon Basin. Selection parameters that are compatibility and density were taken. A bibliographic search was made about the data of the salts used as a base to prepare completion fluids, considering that in Ecuador they are available: KCl, NaCl, CaCl<sub>2</sub> and HCOONa. KCl was chosen as a solid base and fresh water as a liquid base for the preparation of 17 completion fluid formulations, which include the mixture of chemical additives to improve performance and protect the formation. Each of the completion fluids prepared according to the aforementioned formulations were subjected to compatibility tests. To simulate the conditions of bottom temperature they were subjected to crude oil, and brine at 50 °C. The tests of the compatibility and behavior in well were made by laboratory analysis, mixing the crude oil with each proposed completion fluid in 50 mL test tubes. The crude and brine concentrations were varied in 75% V - 25% V, 50% V - 50% V and 25% V - 75% V. For the selected crude, there were five efficient formulations to work with. These formulations showed levels of crude separation - brine of 93.33%, 92.67%, 91.33%, and two formulations of 92.00%. It was concluded that said formulations will meet the requirements to have a successful completion. The KCl base brine was efficient to work with heavy oil, its performance improved with the use of mutual solvent and demulsifier, reducing the viscosity of the crude oil and increasing the separation levels. In some tests micro-emulsions of crude oil were presented in brine, which was counteracted by the use of demulsifier in a concentration lower than 0.25% V. The density variation of the completion fluid was a determining factor for the efficiency and separation, since when working with 8.4 ppg it could be noticed that the level of separation between crude oil and brine improved and no micro emulsions of crude in brine were presented.

**KEYWORDS:** Completion fluid, Density, Viscosity, Pressure, formation damage, emulsion.

## **1. INTRODUCCIÓN**

# 1. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de titulación se realizó con la finalidad de determinar criterios que sirvan como guía para seleccionar un fluido eficiente para las operaciones de completación de un pozo.

El proceso de completación de un pozo se inicia al finalizar los trabajos de perforación, dicho proceso se realiza con la intención de adecuar al pozo para iniciar la producción. Durante el paso de los años se han innovado los métodos para completar pozos, así como el desarrollo de equipos y la investigación en la línea de fluidos de completación.

Para que la completación del pozo se considere exitosa se requiere que sea segura, eficiente, y confiable. En muchos casos se toma en cuenta únicamente al factor económico, debido a las condiciones en las que se encuentre la empresa que presta los servicios. Al presentarse dicha situación, se escoge un sistema de completación no eficiente, que a futuro puede acarrear problemas en la producción ya sea a corto o largo plazo.

El fluido de completación que se va a utilizar en un pozo, debe cumplir con una serie de características para que exista un balance de presiones en fondo. Además, que sus componentes químicos, densidad y flujo sean compatibles con la formación, y que no contengan elementos que puedan provocar daños en equipos de fondo o a la tubería.

## 1.1 COMPLETACIÓN

Es el conjunto operaciones que se realizan una vez terminadas las operaciones de perforación, durante las cuales se introducen los equipos de fondo necesarios para la producción de recursos hidrocarburíferos. El proceso de completación implica desde el diseño, selección e instalación de tuberías, herramientas y equipos a utilizar en el pozo para bombeo y control de la producción. La cementación, registros, cañoneo y pruebas se suman al proceso de completación (Leal, 2012).

Se puede clasificar las completaciones de acuerdo a los siguientes criterios:

- Estructura del pozo
- Zonas productoras
- Método de producción

### **1.1.1 COMPLETACIONES A HUECO ABIERTO**

Las completaciones a hueco abierto se realizan en yacimientos que tienen formaciones donde existe una baja probabilidad de que se produzcan derrumbes. En este tipo de completaciones no es posible realizar aislamientos de zonas.

### **1.1.2 COMPLETACIONES A HUECO ENTUBADO**

En este tipo de completaciones el control de presiones requiere menos esfuerzo que en las de hueco abierto. Permiten perforar selectivamente garantizando el éxito de la completación y producción de hidrocarburos, ya que se puede seleccionar una determinada zona para producir, y sellar en donde no se requiera. Estas completaciones posibilitan trabajos en zonas múltiples en yacimientos de formaciones complejas. Además, tienen la ventaja de que se puede mantener un alto control sobre la producción del pozo.

### **1.1.3 COMPLETACIONES DE FLUJO NATURAL**

Las completaciones de flujo natural se aplican en pozos de yacimientos que son capaces de producir sin necesidad de un sistema artificial. Son más económicas debido a que se requiere de equipos y herramientas de fondo menos avanzadas, y la durabilidad es mucho mayor que en las completaciones que usan levantamiento artificial.

### **1.1.4 COMPLETACIONES CON SISTEMAS ARTIFICIALES**

Las completaciones con sistemas artificiales requieren la instalación de componentes de fondo especiales, los cuales se operan de forma mecánica o eléctrica. La desventaja de estos sistemas es que la durabilidad se ve reducida y requiere de mantenimiento constante de dichas herramientas.

### **1.1.5 COMPLETACIONES CON UNA SOLA ZONA**

Estas completaciones utilizan un solo conducto, produciendo y controlando un intervalo con un mínimo de herramientas en fondo. En este tipo de completaciones se utiliza únicamente una empacadura y una sarta de tubería (Leal, 2012).

### **1.1.6 COMPLETACIONES DE ZONAS MÚLTIPLES**

En estas completaciones se puede producir de varias zonas de interés de forma simultánea a través de un conjunto de tuberías (Schlumberger, 2018).

## **1.2 WORKOVER**

Las operaciones de workover comprenden un conjunto de actividades que se realizan con el fin de modificar el estado de un pozo productor. Generalmente se realizan cuando la presión en el pozo ha declinado considerablemente, requiriendo un mecanismo de empuje para reanudar y mantener la producción. Se utilizan equipos para sellar zonas agotadas, abrir nuevas zonas productoras, o realizar procesos de fracturación o acidificación. Las operaciones de workover incluyen procedimientos para convertir pozos que fueron productores en pozos inyectoros. Entre otros servicios se puede mencionar reparaciones de cementación, tubería, o introducción de herramientas al fondo que se utilizan en los procesos de completación de pozos (Comunidad Petrolera, 2009).

## **1.3 FLUIDOS DE COMPLETACIÓN**

Son fluidos que mantienen presiones de formación a fin de evitar un posible influjo desde el pozo a superficie. También se encargan de minimizar cualquier daño a la formación, extender la vida productiva del pozo, así como evitar la corrosión de los equipos y tubería.

### **1.3.1 SALMUERA**

Es un fluido salino utilizado en los procesos de completación de pozos, tiene una densidad mayor a la del agua dulce y carece de partículas sólidas que puedan causar incrustaciones. Estos fluidos resultan muy efectivos para proteger la formación, son excelentes para empaquetamiento y hacen mucho más efectivas las operaciones de reparación de pozos (Riker, 2012).

#### **1.3.1.1 Salmueras monovalentes**

Estas salmueras contienen sales con cationes monovalentes, son compatibles con  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}_3$ , y otros aniones. Ofrecen un excelente control de corrosión y son menos costosas que las salmueras de formiato. Pueden alcanzar densidades hasta 12.7 ppg (libras por galón). En este grupo tenemos el cloruro de sodio, cloruro de potasio, bromuro de potasio, bromuro de sodio, entre otras.

### **1.3.1.2 Salmueras divalentes**

Las salmueras divalentes se componen de sales con cationes divalentes, alcanzan un rango muy diversificado de densidades desde 8.3 ppg a 19.2 ppg. Son sales corrosivas y algunas son incompatibles con ciertos componentes de la formación. En este grupo figuran el cloruro de calcio, bromuro de calcio y bromuro de zinc. Pueden estar compuestas de una sal única o de una mezcla sales dependiendo de la densidad requerida y el punto de cristalización (King, 2009).

### **1.3.1.3 Salmueras de formiato**

Estas salmueras contienen al anión formiato, son compatibles con el CO<sub>2</sub> y CO<sub>3</sub>. Son muy costosas debido a sus componentes como el cesio y pueden ser muy corrosivas debido a la reacción del ácido fórmico. Tienen la ventaja de ser biodegradables (Richards, 2010).

## **1.3.2 FUNCIONES DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN**

El fluido de completación tiene las funciones de controlar las presiones del pozo, desgasificar el sistema, facilitar las operaciones de limpieza y proteger zonas productoras.

### **1.3.2.1 Estabilizar el pozo y control de presión de fondo**

El fluido actúa como un controlador de presión del reservorio mediante el aumento o disminución del valor de la presión hidrostática, que es ejercida por la columna de dicho fluido según la profundidad. Esta presión debe contrarrestar a aquella ejercida por el reservorio con el fin de que exista un equilibrio. Se puede obtener mayor presión hidrostática con el aumento de la densidad del fluido de completación que se está utilizando.

### **1.3.2.2 Desgasifica el sistema**

El fluido elimina la presencia de gas al llenar la tubería, con esto se evita que el gas invada y provoque daños en los equipos utilizados en fondo.

### **1.3.2.3 Operaciones de limpieza**

El fluido ayuda a la suspensión y transporte de los residuos que son producto de operaciones de molienda, cementación, cañoneo, etc.



### **1.3.3 CLASIFICACIÓN DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN**

Dentro de los estudios para clasificar los fluidos de completación se ha tomado en cuenta la homogeneidad y los componentes de estos.

#### **1.3.3.1 Según su homogeneidad**

##### **1.3.3.1.1 Fluidos con sólidos en suspensión**

Se caracterizan por contener una gran cantidad de sólidos que incrementan su peso y densidad permitiendo controlar valores muy altos de presión. Sin embargo, la presencia de estos sólidos puede provocar taponamientos de las perforaciones y reducir la permeabilidad de la formación.

##### **1.3.3.1.2 Fluidos sin sólidos en suspensión**

Son fluidos de base aceite o agua combinados con aditivos para mejorar su efectividad como inhibidores de arcilla, anticorrosivos, surfactantes, anti emulsionantes y biocidas.

##### **1.3.3.1.3 Fluidos espumosos**

Estos fluidos están constituidos por emulsiones estables de lodos, aditivos estabilizadores y agentes espumosos. Minimizan la invasión de sólidos y por ende pérdidas de circulación (Abott, 2009).

#### **1.3.3.2 Según su base o componente principal**

##### **1.3.3.2.1 Petróleo**

Son fluidos de densidades bajas, excelentes en aquellos casos donde no se requieran valores elevados de densidad. Son fluidos poco costosos, y generalmente son muy efectivos para proteger formaciones con arcillas sensibles al agua.

##### **1.3.3.2.2 Agua**

Estos fluidos son utilizados muy frecuentemente por su disponibilidad, bajos costos y facilidad para manejar. Cuando se perfora en bajo balance se debe tener cuidado con este tipo de fluidos porque contienen sólidos que pueden causar daños permanentes en la formación (Newtas, 2017).

### 1.3.3.2.3 Sales inorgánicas

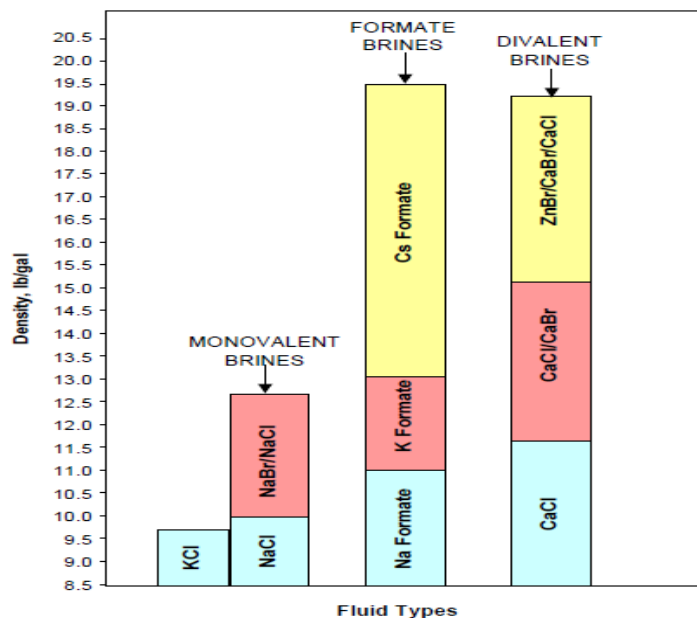
Su objetivo es que el fluido de completación contenga la mínima cantidad posible de sólidos en suspensión que puedan afectar a la formación. Un fluido libre de sólidos, minimiza el daño y siendo muy efectivo en el control de presiones, incluso se utiliza como fluido del packer. A continuación, se mencionan las sales inorgánicas y sus respectivos rangos de densidades:

- **Cloruro de potasio:** densidades entre 8.44 y 9.7 ppg
- **Cloruro de sodio:** densidades entre 10 y 12 ppg.
- **Cloruro de calcio:** densidades superiores a 11 ppg
- **Nitrato de sodio:** densidades entre 14 y 17 ppg.
- **Bromuro de calcio:** densidades entre 8.4 y 15.3 ppg.
- **Bromuro de sodio:** densidades hasta 19.2 ppg.

### 1.3.3.2.4 Sales orgánicas

Son resultado de la reacción química entre un compuesto orgánico con ácido o base, dentro de este grupo de sales se encuentran los formiatos, usados como alternativas de salmueras de completación (Robinson, s/f).

- **Formiato de potasio:** densidades entre 8.4 y 13,4 ppg.
- **Formiato de sodio:** densidades entre 8.4 y 11 ppg.
- **Formiato de cesio:** densidades entre 13.2 y 19.5 ppg.



**Figura 1:** Rangos de densidades de las salmueras (Foreman, 2002)

## **1.4 DAÑO DE FORMACIÓN**

El daño de formación se define como una restricción al flujo de fluidos en la formación, a causa de la reducción de la permeabilidad de la roca. Puede ser provocado por la producción de precipitados que afectan a los poros y la matriz de la roca. El daño causa una notable disminución en la producción de hidrocarburos y una serie de dificultades para la inyección de fluidos (González, 2014).

Existe un método de diagnóstico del daño que consiste en una serie de análisis de las condiciones del pozo. El primero es el análisis del historial de perforación y completación, luego el de presión en el reservorio, y análisis nodal. A continuación, se hace una predicción de las reacciones químicas que podrían ocurrir al introducir fluidos al reservorio. Finalmente, un análisis económico de los tratamientos que se va a realizar.

### **1.4.1 MECANISMOS DE DAÑO DE FORMACIÓN**

#### **1.4.1.1 Invasión de sólidos**

Este mecanismo de daño se presenta cuando existen precipitados insolubles provenientes de fluidos de completación incompatibles, lechadas de cemento, o recortes de barrena. Estos sólidos taponan los canales porosos, fisuras de la roca o en las interconexiones, lo cual provoca la reducción de la permeabilidad absoluta de la formación.

Las partículas grandes que son transportadas por el medio poroso tienden a crear puentes en dichos canales, esto causa que se dificulte considerablemente el desplazamiento de fluidos a través del medio poroso. En cambio, las partículas finas al desplazarse tienden a adherirse a las paredes del pozo creando puentes en las gargantas porales y taponando. Debido a esto, el tamaño de los finos se considera como un factor determinante del daño de la formación.

#### **1.4.1.2 Migración de finos**

Los finos son pequeñas partículas que se adhieren a los poros de la roca, pueden provenir del mismo reservorio o de fluidos inyectados para diversas operaciones. Estos finos se desprenden de la superficie del grano, se dispersan y fluyen a través de los conductos hasta llegar a los cuellos de los poros, al acumularse estos finos en dicha sección del poro provocan un taponamiento severo disminuyendo la permeabilidad.

Las partículas finas más comunes que se encuentran en el medio poroso son caolita, illita, clorita y smectita. En menores proporciones se tiene cuarzo, sílice, feldespatos y carbonatos. Las arcillas son los minerales que más daño provocan debido al tamaño de sus granos lo que facilita su desplazamiento junto con el fluido. Las precipitaciones pueden presentarse rápidamente si estas arcillas no son compatibles con el fluido sin necesidad de que existan grandes concentraciones.

Otro problema de daño se presenta cuando hay dispersión de partículas de arcilla y la salinidad del agua intersticial ha reducido o a su vez se ha alterado su composición iónica. Este fenómeno se conoce como sensibilidad de las arcillas, las salmueras con cationes monovalentes son más propensas a causar daño en estas condiciones. Una manera de prevenir el daño por dispersión de arcillas es utilizar un fluido con una concentración mínima de cationes monovalentes, o combinado con otro fluido de cationes divalentes. Una salmuera ideal para este caso debe tener al menos 2 % en peso de KCl o que una décima parte de la concentración sea de iones divalentes (González, 2014).

#### **1.4.1.3 Hinchamiento de arcillas**

Las partículas de arcilla tienen la capacidad de intercambiar iones con otros elementos. Son capaces de alojar otras partículas en su espacio interlaminar, permitiendo cambios físicos en su estructura dando lugar a un hinchamiento.

Debido al reducido tamaño de las partículas de arcilla hacen que la estructura actúe como un sistema coloidal al entrar en contacto con agua. Cuando este fenómeno ocurre el tamaño de los granos aumenta, lo cual provoca una disminución en la porosidad de la roca por taponamientos. Las arcillas en un fluido de completación deben estar completamente dispersas. Para evitar el daño por hinchamiento de arcillas, es necesario el uso de inhibidores (Arenivar, 2013).

#### **1.4.1.4 Cambio de mojabilidad**

La mojabilidad es la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. Puede verse alterada por la introducción de agentes surfactantes junto con el fluido de completación. Generalmente este problema se presenta con los filtrados de lodos de emulsiones inversas (Schlumberger, 2016).

#### **1.4.1.5 Precipitación química**

Este fenómeno se presenta cuando hay precipitación de sólidos insolubles provenientes del agua de formación o incluso del crudo, pueden ser de origen orgánico o inorgánico. Esta precipitación se produce cuando existe cambio de temperatura o presión en zonas aledañas al pozo o a su vez por alteraciones en la composición química por reacción con los fluidos inyectados. Las salmueras con cationes divalentes con base calcio o bario causan daño a la formación al combinarse con carbonatos y sulfatos.

En cuanto a precipitaciones orgánicas, las parafinas y los asfaltenos son los compuestos más propensos a provocar daño de formación por reacción química. Las parafinas precipitan al tener bajas temperaturas o al tener liberación de gas al existir una declinación de la presión en el reservorio.

El crudo contiene adicionalmente asfaltenos, que son resinas aromáticas de alto peso molecular y nafténicas como coloides dispersos en el crudo. Estos coloides se mantienen estabilizados en el crudo mientras existan resinas en la composición; en el caso de que las resinas sean removidas, los asfaltenos tienden a flocular formando partículas de gran tamaño que causan un daño severo a la formación (García, 2013).

#### **1.4.1.6 Problemas de incompatibilidad**

Existen algunos tipos de problemas potenciales por incompatibilidad de los componentes del fluido de completación con los componentes propios de la formación, a continuación, se describen:

##### **1.6.1.5.1. Problemas de incrustaciones**

Se trata de un conjunto de depósitos que se incrustan en los orificios de los cañoneos, revestidores, tuberías de producción, válvulas, bombas y equipos de completación del pozo. Las incrustaciones obstruyen el hueco e impiden el flujo normal de los fluidos.

##### **1.6.1.5.2. Precipitaciones de compuestos de hierro**

Cuando el pH del agua se encuentra en valores de 7.5 a 7.7, se llega a un umbral donde el hierro en forma de  $\text{Fe}(\text{OH})_3$  se precipita.

##### **1.6.1.5.3. Reacción de arcillas al contacto con fluido**

Incrementan el contenido de sólidos y provocan una disminución de la alcalinidad.

#### **1.6.1.5.4. Fluidos incompatibles**

El daño por fluidos se produce por cambios en la viscosidad aparente en la fase petróleo o en la permeabilidad relativa. Existen emulsiones entre agua y crudo, que provocan daño cuando la viscosidad de dicha emulsión supera a la viscosidad aparente del petróleo y requieren de grandes esfuerzos para su remoción.

Estas emulsiones generalmente se producen por la mezcla entre agua y crudo mientras se realizan trabajos en el pozo. Además, dentro de la formación las emulsiones pueden formarse por reacción química al introducir agentes surfactantes o finos.

El bloqueo por agua es un tipo de daño a la formación que se produce cuando se inyecta fluidos base agua. Estos incrementan la saturación de agua en zonas cercanas al pozo, lo cual produce una reducción de la permeabilidad relativa al petróleo (Cabot, 2012).

#### **1.4.1.7 Daño biológico**

Este tipo de daño viene dado por bacterias presentes en el fluido inyectado al pozo. Las bacterias anaeróbicas crecen rápidamente provocando que se taponen los caminos porosos de la roca, por su actividad misma o por depositaciones biológicas de dichos organismos. Esto se puede contrarrestar con la inyección de agentes bactericidas.



## 1.5 CONSIDERACIONES PARA SELECCIÓN DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN

Tabla 1: Parámetros de evaluación de fluidos de completación en Ecuador

PARÁMETRO	MÉTODO
<b>Densidad</b>	Se toma en cuenta como el peso del lodo, se mide con una balanza Baroid en laboratorio.
<b>Compatibilidad con la formación</b>	Se realizan pruebas de laboratorio con muestras de núcleos tomados del pozo. Se humecta con las salmueras que tienen condiciones para utilizarse en dicho pozo. Se mide razón de flujo, hinchamiento lineal, permeabilidad relativa y tiempo de succión capilar.
<b>Compatibilidad con fluidos de la formación</b>	Pruebas para determinar la formación de escala, corrosión, y bloques de emulsiones.
<b>Compatibilidad con otros fluidos de completación</b>	Pruebas para determinar si la reacción de los componentes formara precipitados insolubles.
<b>Impacto ambiental</b>	Análisis toxicológico del fluido y sus componentes.
<b>Riesgo costo - beneficio</b>	Análisis económico que incluya costos de materia prima, operacionales y herramientas utilizadas en el proceso. Se incluyen los cambios en la producción que se pueden obtener luego del tratamiento.
<b>Disponibilidad</b>	Se encuentra disponible en Ecuador cloruro de sodio, cloruro de potasio, cloruro de calcio y formiato de sodio.

### 1.5.1 DENSIDAD

Es la relación entre la masa y el volumen de un fluido, se considera como el factor más importante para la selección ya que este valor incide directamente en el control de presiones dentro del pozo. La densidad del fluido de completación depende del fluido base utilizado y el componente sólido.

### 1.5.2 CRISTALIZACIÓN

Se define como la temperatura a la cual se forman cristales dentro del fluido que contienen una ligera cantidad de gas. Se utiliza para indicar la densidad

máxima que puede alcanzar una solución de salmuera a una temperatura dada. Se tiene tres tipos de medidas para el punto de cristalización:

- **FCTA (First Crystal To Appear):** Primer cristal en aparecer. Temperatura a la cual aparece el primer cristal.
- **TCT (True Crystallization Temperature):** temperatura de cristalización verdadera. Se libera calor durante el periodo de enfriamiento. Es la máxima temperatura alcanzada antes de que el fluido retome el enfriamiento. La TCT depende de la densidad, si se usa como base una sal de mayor densidad, la TCT disminuirá y viceversa.
- **LCTD (Last Crystal To Dissolve):** Último cristal en disolverse. Cuando existe un ciclo de calentamiento, es la temperatura en la cual se disuelve el ultimo cristal (Riker, 2012).

#### **1.5.2.1 Punto de cristalización para salmueras de una sal**

Durante el proceso de adición de sal al agua dulce, el punto de cristalización cae hasta un punto mínimo definido como punto eutéctico y luego comienza a aumentar progresivamente, a medida que aumenta la concentración de sal.

#### **1.5.2.2 Punto de cristalización para salmueras de sales múltiples**

Las salmueras de sales múltiples, principalmente  $\text{CaBr}_2$ ,  $\text{CaCl}_2$ , y  $\text{ZnBr}_2$ , pueden tener puntos de cristalización muy diversos dependiendo de la concentración relativa de las diversas sales. Los puntos de cristalización son mayores al del punto eutéctico debido a que estas salmueras tienen mayor densidad que las de una sola sal.

#### **1.5.2.3 PCT (Pressure-Dependent Crystallization Temperature)**

En las salmueras divalentes formadas con zinc y calcio, el punto de cristalización incrementa a medida que aumenta la presión. Este parámetro se toma en cuenta en los pozos que son perforados en off shore, debido a que mientras más se baja al fondo marino disminuye progresivamente la temperatura y aumenta la presión.

Si se aplicara una presión de 10 000 psia se notaría una diferencia de 10 °F - 20 °F de aumento en la temperatura de cristalización. En las salmueras monovalentes los cambios de la presión no afectan en mayor magnitud al

punto de cristalización, la diferencia oscila entre 1 °F - 5 °F con la misma aplicación de presión (Riker, 2012).

### **1.5.3 COMPATIBILIDAD**

#### **1.5.3.1 Compatibilidad con la formación**

Toma en consideración aspectos relacionados con las arcillas presentes en la formación, ya que muchas de estas pueden ser sensibles al contacto con la salmuera. Para determinar la compatibilidad del fluido con la roca se hace un análisis de núcleos obtenidos del pozo donde se desea realizar la completación.

El estudio de compatibilidad sirve para determinar si la salmuera reaccionará con los componentes sólidos de la formación, y si causara daño de formación que afecte a la producción (Condit, 2009).

La permeabilidad de la roca es afectada por la presencia de salmueras monovalentes y divalentes. Estas sales reaccionan en fondo causando que precipiten los sólidos; para ello se usan salmueras con aditivos surfactantes que mejoran el rendimiento del fluido al ayudar a disolver las sales antes mencionadas. Otra alternativa es inyectar salmueras de formiato que no necesitan aditivos, pero se debe tomar en cuenta el control de presión.

La arcilla de la formación es sensible al contacto con las salmueras monovalentes y divalentes. La reacción provoca daño por hinchamiento de arcillas. Este problema se contrarresta con el uso de inhibidores de arcilla adicionados a la salmuera. La concentración del inhibidor depende de la cantidad de arcilla que se encuentre en fondo.

Para pozos en los cuales se tenga presencia de H<sub>2</sub>S, se debe usar salmueras de formiato debido a que la eficiencia de estas salmueras no se ve afectada por la presencia de este gas. Por otro lado, el H<sub>2</sub>S reacciona con salmueras base bromuro de zinc y cloruro de zinc formando precipitados a partir de los sulfuros.

En pozos con presencia de CO<sub>2</sub>, las salmueras más eficientes son las de base calcio que a condiciones de reservorio, mantienen disueltos los sólidos. Otras salmueras son las de formiato que se desplazan por drenaje gravitacional en dichas condiciones (Leal, 2013).

En formaciones de baja permeabilidad y con presencia de gas seco, es poco recomendable el uso de salmueras de formiato ya que en estas condiciones se producen precipitados insolubles. Esto se debe a que el gas seco

combinado con los componentes de la salmuera reduce la permeabilidad, y como consecuencia esas salmueras de alta densidad no fluyen fácilmente. Se puede usar salmueras divalentes para contrarrestar este problema.

Existen formaciones que contienen precipitados solubles como por ejemplo cloruro de sodio, cloruro de potasio, y sulfato de potasio. Para poder disolver estos precipitados se inyecta agua de baja salinidad. En caso de que existan carbonatos de calcio o magnesio, se debe usar ácidos solventes como aditivos de la salmuera.

Cuando se produce daño de formación por migración de finos o invasión de sólidos, se ve afectada la permeabilidad de la roca a los fluidos y la capacidad humectante de la roca. Si se inyectan salmueras monovalentes o divalentes sin agentes surfactantes, inhibidores o humectantes en concentraciones que excedan los límites requeridos por la formación, podrían aumentar el riesgo de daño. Las salmueras de formiato son una solución viable a este problema, al ser salmueras que no requieren la adición de los agentes mencionados anteriormente (King, 2009).

En la formación existen bacterias cuyas deposiciones causan taponamientos de los poros de la roca y escala en la tubería. Se debe evitar la inyección de salmueras monovalentes cuando se presenta este caso, debido que los componentes de estas salmueras estimulan la actividad bacteriana. Se pueden utilizar salmueras divalentes o base KCl con aditivos biocidas. Otra opción es usar salmueras de formiato las cuales con biodegradables y tienen muy poca actividad con el agua, actuando como biocidas en densidades mayores a 8.76 ppg (Cabot, 2012).

### **1.5.3.2 Compatibilidad con fluidos del reservorio**

Se analiza la compatibilidad con el agua de formación e hidrocarburos presentes mediante análisis de muestras en laboratorio. El fluido puede interceder en la formación de escala al entrar en contacto con el agua de formación. Se debe a que este fluido contiene minerales que pueden precipitar formando incrustaciones insolubles. Adicionalmente, se debe analizar el fluido junto con el crudo para determinar si existirá formación de emulsiones y lodo debido a la reacción de los componentes.

Para reservorios con agua de formación que contenga carbonatos y sulfatos, se debe evitar usar salmueras base zinc y calcio. Estas salmueras reaccionan con el agua formando incrustaciones insolubles. Una alternativa es usar salmueras monovalentes o salmueras de formiato.

Las salmueras base KCl al mezclarse con agua que contenga niveles bajos de cationes divalentes como calcio, hierro y magnesio, forman precipitados insolubles. Para evitar este problema, se inyectan salmueras monovalentes o divalentes.

Cuando se tiene agua de formación con presencia de metales alcalinos como sodio, cesio o potasio, se puede inyectar salmueras de formiato ya que esas evitan la formación de precipitados insolubles. Otras salmueras son formiato de calcio y formiato de magnesio, que son derivadas de formiatos divalentes y se disuelven fácilmente en agua, evitando que haya precipitados que provoquen daño.

En formaciones con agua que contenga altos niveles de calcio en su composición, se debe evitar inyectar salmueras de formiato en altas concentraciones. Esto puede provocar formación de precipitados insolubles e incluso que se formen nuevas salmueras en fondo. Los aditivos surfactantes y anti emulsionantes pueden evitar este problema en cuanto se inyecten en las concentraciones adecuadas.

Cuando hay agua de formación que contenga sulfatos, carbonatos y bicarbonatos, se deben evitar las salmueras bromuro de calcio o cloruro de calcio, que son incompatibles con los compuestos presentes en el agua. Una alternativa es usar salmueras monovalentes o a base KCl.

### **1.5.3.3 Compatibilidad con otros fluidos de completación**

Se investigan las incompatibilidades que puedan existir entre dos fluidos, porque estos pueden reaccionar y formar precipitados insolubles que provocan taponamientos en la formación.

### **1.5.3.4 Compatibilidad con elastómeros**

Este parámetro varía según la metalurgia y propiedades mecánicas de estos dispositivos, se considera dureza, deformación por compresión, tensión, y elasticidad; el fluido de completación influye según su composición determinando si puede provocar corrosión en estos equipos.

## **1.5.4 CORROSIÓN**

Algunos componentes de las salmueras como el cloruro de calcio pueden representar un gran riesgo para equipos en fondo, debido a que reacciona con el CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S causando daños por corrosión. Otro ejemplo son las salmueras de formiato cuando entran en contacto con gases ácidos provocando que el pH disminuya. A su vez contribuye a la formación de ácidos fórmicos, lo cual

requerirá de la aplicación de métodos adicionales para un adecuado tratamiento.

El bromuro de zinc presente en el fluido de completación también es un elemento que aumenta en un grado considerable el riesgo de corrosión. Cabe recalcar que mientras se use fluidos de completación, el monitoreo constante de la presencia de oxígeno y sulfuro de hidrógeno, es de vital importancia. Para contrarrestar los efectos de la corrosión se utilizan una variedad de inhibidores según requiera el caso.

### **1.5.5 IMPACTO AMBIENTAL**

Las salmueras tienen componentes que provocan un alto grado de contaminación. Tal es el caso de las salmueras monovalentes y divalentes al ser formadas por cloruro de calcio, bromuro de calcio, bromuro de zinc, cloruro de potasio, cloruro de sodio, bromuro de sodio. El uso de salmueras de formiato se considera como amigable con el ambiente debido a que sus componentes son biodegradables.

### **1.5.6 DISPONIBILIDAD**

En Ecuador se encuentran disponibles las siguientes sales: cloruro de sodio, cloruro de calcio, cloruro de potasio y formiato de sodio. Estas sales son preparadas en cantidades según los requerimientos de los parámetros del pozo. En el caso de que ninguno de los fluidos de completación preparados en Ecuador sean eficientes, se debe utilizar un fluido de perforación. Importar otras salmueras del extranjero implica altos costos para la empresa.

## **1.6 OBJETIVOS**

Bajo estos fundamentos teóricos antes mencionados, el presente trabajo de titulación tiene como objetivos los siguientes:

### **1.6.1 OBJETIVO GENERAL**

Determinar criterios de selección de fluidos de completación utilizados en la perforación de pozos petroleros en la Cuenca Amazónica.

### **1.6.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Establecer formulaciones de fluidos de completación base KCl y agua fresca con aditivos químicos para someter experimentalmente a pruebas de compatibilidad.
- Determinar la compatibilidad y comportamiento en fondo del fluido de completación con los componentes químicos presentes en los fluidos de la formación.

## **2. METODOLOGÍA**



## 2. METODOLOGÍA

### 2.1 FORMULACIONES DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN BASE KCl Y AGUA FRESCA

Se realizaron las siguientes 17 formulaciones para fluidos de completación utilizando base KCl y agua fresca. A esta base se adicionaron químicos que mejoran el rendimiento del fluido y protegen a la formación.

La base KCl se estableció en 7 g por cada 350 mL de agua fresca, las concentraciones de los aditivos en volúmenes de 0.1 mL, 0.25 mL y 0.50 mL; con excepción de biocida y anticorrosivo, cuyas concentraciones fueron establecidas por sus fabricantes.

Estas variaciones de volúmenes de aditivos se realizaron con el objetivo de preparar un fluido de completación eficiente para el caso de estudio.

La tabla 2 indica las concentraciones de KCl en gramos por cada 350 mL de agua fresca. También los aditivos utilizados para las formulaciones F0 hasta F10.

**Tabla 2:** Formulaciones de fluidos de completación desde F0 hasta F10

PRODUCTOS	CONCENTRACIÓN										
	F0	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	F10
Formulación											
KCl (g/350 mL)	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
SOLVENTE MUTUAL A (mL)		0.10	0.25	0.50							
SOLVENTE MUTUAL B (mL)					0.10	0.25	0.50				0.1
DEMULSIFICANTE (mL)								0.10	0.25	0.50	0.1

La tabla 3 detalla las formulaciones de fluidos de completación utilizados en las pruebas de laboratorio. En las formulaciones F11 hasta F16 se mezclaron solvente mutual, demulsificante, inhibidor de arcillas, biocida y anticorrosivo como aditivos. Se realizaron algunas variaciones en las concentraciones de KCl para aumentar la densidad, excepto en la formulación 13 donde se utilizó únicamente agua fresca. Se detalla el contenido de KCl en gramos y la densidad en libras por barril.

**Tabla 3:** Formulaciones de fluidos de completación desde F11 hasta F15

<b>PRODUCTOS</b>	<b>CONCENTRACIÓN</b>					
	<b>F11</b>	<b>F12</b>	<b>F13</b>	<b>F14</b>	<b>F15</b>	<b>F16</b>
<b>Formulación</b>	<b>F11</b>	<b>F12</b>	<b>F13</b>	<b>F14</b>	<b>F15</b>	<b>F16</b>
<b>KCl, g (ppg)</b>	7 (8.4)	7 (8.4)	0 (8.33)	57.5 (9.1)	57.5 (9.1)	57.5 (9.1)
<b>SOLVENTE MUTUAL A (mL)</b>	0.05	-----	0.10	0.10	0.25	0.10
<b>DEMULSIFICANTE (mL)</b>	0.05	0.10	0.10	0.10	0.10	0.25
<b>INHIBIDOR DE ARCILLAS “A” (mL)</b>	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
<b>INHIBIDOR DE ARCILLAS “B” (mL)</b>	-----	-----	0.50	0.50	0.50	0.50
<b>BIOCIDA (mL)</b>	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
<b>ANTICORROSIVO (mL)</b>	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10

## **2.2 COMPATIBILIDAD DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN CON LOS FLUIDOS DE LA FORMACIÓN**

Para determinar la compatibilidad del fluido de completación con los componentes químicos presentes en los fluidos de la formación, se realizaron pruebas de compatibilidad con crudo extraído de un pozo de la Cuenca Amazónica.

Estas pruebas de compatibilidad se realizaron acorde al procedimiento establecido por el Manual de Pruebas de Laboratorio de la empresa CNPC-CCDC y siguiendo la norma API RP 13B.

Las pruebas de compatibilidad y comportamiento en fondo, se realizaron simultáneamente.

Para iniciar las pruebas de compatibilidad se mezclaron 7 g de KCl por cada 350 mL de agua fresca para preparar la salmuera. Se prepararon en total 700 mL de salmuera. La mezcla se realizó utilizando un agitador de alta velocidad (ver anexo 1).

A continuación, se sometió a la salmuera a un proceso de filtrado con el fin de descartar impurezas presentes en el agua fresca. Para el filtrado se utilizó un filtro prensa marca OFITE (ver anexo 2). Este instrumento utiliza una celda para contener el fluido, una válvula reguladora de presión para mantener 100 psi para el gas nitrógeno y una válvula liberadora de presión.

Se utilizó una celda limpia y seca para iniciar el filtrado, se retiró el empaque y tapa inferior de la celda. En esta tapa se colocó papel filtro N°50 (3.5 pulgadas de diámetro, establecido en la norma API RP 13B), encima del papel

se volvió a colocar el empaque y finalmente este conjunto se acopló nuevamente a la celda para sellar la parte inferior.

A continuación, se llenó la celda con la salmuera hasta  $\frac{1}{4}$  de pulgada del tope de la celda, en este caso alcanzaron los 350 mL. Se colocó la tapa superior de la celda y se selló completamente. En la parte inferior se colocó un vaso de precipitación graduado para recoger el filtrado.

Se verificó que la válvula liberadora se encuentre cerrada. Se abrió la válvula para dar paso al gas hasta 100 psi, cuando el filtrado bajó totalmente, se cerró la válvula reguladora. Se abrió la válvula para liberar el gas contenido en el instrumento y se retiró la celda.

Se tomó la densidad del filtrado de la salmuera utilizando una balanza BAROID. Se vertió la salmuera en un recipiente de volumen conocido y se selló a presión por una válvula de retención. El recipiente fue equilibrado con un contrapeso fijo en el extremo opuesto de la barra de equilibrio. Una pesa en esta barra sirvió para indicar el valor de la densidad de la muestra (Romero, 2016).

El fluido filtrado se sometió a condiciones de reservorio utilizando un baño térmico a 50 °C (122 °F) durante 30 minutos. De igual forma se sometió a esta temperatura una muestra de crudo en un vaso de precipitación de 500 mL para las pruebas. Pasado este tiempo se extrajo la salmuera y el crudo del baño térmico KOEHLER (anexo 3). Esto sirvió para simular la temperatura del reservorio.

Para las mezclas se tomaron 3 probetas de 50 mL con las cuales se trabajaron las siguientes concentraciones: 75 %V Crudo – 25 %V Salmuera, 50 %V Crudo – 50 %V Salmuera y 25 %V Crudo – 75 %V Salmuera. En cada prueba se utilizaron 75 mL de salmuera en total.

Según las formulaciones detalladas en las tablas 2 y 3 se mezclaron los aditivos propuestos, tomando en cuenta que al aumentar el volumen de estos debe quedar 75 mL en total, por lo cual fue necesario reducir el volumen de salmuera.

Se agitó cada mezcla de crudo y salmuera en un vaso metálico, utilizando un agitador de alta velocidad durante 3 minutos (anexo 1). A continuación, se colocó cada muestra en las probetas de 50 mL. Se sometieron las mezclas al baño térmico y se tomaron las medidas de volumen de separación a 0, 15, 30, 45 y 60 minutos. Al finalizar la prueba se realizó un registro fotográfico.

Finalmente, se observó la presencia de micro emulsiones de crudo y se anotaron los volúmenes de salmuera separada y emulsionada.

## **2.3 DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE SELECCIÓN**

Para determinar los criterios de selección de fluidos de completación se analizaron los resultados obtenidos de las pruebas de compatibilidad realizadas con las formulaciones antes mencionadas. Después de este proceso, se plantearon criterios de selección según la compatibilidad entre fluido de completación y fluidos del reservorio.

### **2.3.1 DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE SELECCIÓN SEGÚN DENSIDAD**

Teniendo en cuenta que la densidad es el parámetro principal para control de presiones en el pozo ya que su valor afecta directamente a la presión de la columna hidrostática, se utilizó la siguiente ecuación para el respectivo cálculo.

$$Ph = 0.052 \times MW \times h \quad [1]$$

Donde:

Ph = Presión Hidrostática [psi]

MW = densidad del fluido [ppg]

h = profundidad [ft]

0.052 = factor de conversión de unidades

Para los criterios de selección se tomaron los valores de profundidad mayor y menor de los pozos de la Cuenca Amazónica, los cuales son 8500 ft y 10200 ft respectivamente. Con ello se hizo un cálculo referencial según las densidades de los fluidos de completación que se preparan en Ecuador.

### **3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 3.1 FLUIDOS DE COMPLETACIÓN EFICIENTES SEGÚN EL VOLUMEN DE SEPARACIÓN

A continuación, se muestran los resultados de volumen y porcentaje de salmuera separada, durante las pruebas de compatibilidad y comportamiento en fondo del fluido de completación.

Las salmueras base KCl se mezclaron en tres diferentes proporciones, para determinar el nivel adecuado para usar en el pozo. Con estos datos se realizaría una equivalencia entre las unidades de laboratorio y unidades de campo.

Tabla 4: Resultados de separación según concentraciones de salmuera

PRODUCTOS	RESULTADOS					OBSERVACIONES
	25 %	50 %	75 %	Total (mL)	SEPARACIÓN	
% Salmuera	12.5	25.0	37.5	75	100 %	
Vol. Salmuera (mL)	12.5	25.0	37.5	75	100 %	
F0	6	21	37	64	85.33 %	
F1	8	22	36	66	88.00 %	
F2	6	22	35	63	84.00 %	
F3	7	23	34	64	85.33 %	
F4	10	23	36	69	92.00 %	<b>Eficiente</b>
F5	6	22	35.5	63.5	84.67 %	
F6	2	21	34	57	76.00 %	
F7	10	24	36	70	93.33 %	<b>Eficiente</b>
F8	8	25	36	69	92.00 %	<b>Eficiente</b>
F9	5	18	34	57	76.00 %	
F10	6	22.5	35	63.5	84.67 %	
F11	9	23	35	67	89.33 %	
F12	4.5	22.5	35.5	62.5	83.33 %	
F13	9.5	24.5	35.5	69.5	92.67 %	<b>Eficiente</b>
F14	9.5	23	36	68.5	91.33 %	<b>Eficiente</b>
F15	7	23	35	65	86.67 %	
F16	7.5	23.5	36	67	89.33 %	

La tabla 4 muestra las 17 formulaciones utilizadas en las pruebas de laboratorio, cada una se sometió a 3 pruebas a 25 %V (12.5 mL), 50 %V (25 mL), y 75 %V (37.5 mL), según lo establecido en el literal 2.2 de metodología. En total para las tres pruebas se utilizaron 75 mL de salmuera de cada formulación. Se suman los volúmenes de salmuera separada. A continuación, con el valor del volumen extraído se hizo una relación para convertir a porcentaje, siendo 75 mL el 100 %.

Con estos porcentajes se consideró como eficientes a aquellas formulaciones que separaron un volumen de salmuera mayor o igual a 90 %.

### 3.1.1 OBSERVACIONES SOBRE LA FORMULACIÓN DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN

Los fluidos de completación utilizados en este trabajo fueron diseñados de acuerdo con las actividades y requerimientos para las operaciones. Las concentraciones de los productos tales como bactericidas, anticorrosivo e inhibidor se tomaron en función de la recomendación de los fabricantes, y la concentración del anti emulsionante estuvo sujeta a pruebas de compatibilidad. Como se muestra en la tabla para estos últimos aditivos, las concentraciones vinieron de los resultados de las pruebas realizadas en laboratorio. Las concentraciones se muestran en las columnas 2, 3 y 4 de la tabla 4.

**Tabla 5:** Observaciones según resultados obtenidos de las pruebas

<b>Producto</b>	<b>¿El fluido tiene contacto con la formación?</b>	<b>¿El fluido tiene contacto por más de dos días con el casing o liner?</b>	<b>Concentración recomendada del producto</b>
Anti emulsionante	Si		Ver tablas 4 de resumen de resultados de concentración para cada producto.
	No		n/a
Solvente Mutua	Si		Ver tabla 4 de resumen de resultados de concentración para cada producto.
	No		n/a
Inhibidor de arcillas	Si		Usar de 2 a 6 galones cada 1000 galones
	No		n/a
Anti corrosivo		Si	Usar de 0.5 a 2.0 galones cada 1000 galones de salmuera
		No	n/a
Bactericida		Si	Usar de 0.1 a 2 galones cada 1000 galones de salmuera
		No	n/a

El fluido de completación utilizados en el presente trabajo fue preparado con salmuera base KCl con densidades de 8.4 ppg y 9.1 ppg, y agua fresca únicamente con fines de laboratorio. En campo la densidad de la salmuera debe ser la adecuada según las condiciones del pozo. Al realizar las mezclas de crudo con salmuera en las proporciones necesarias para las pruebas de compatibilidad, fue necesario calentar la mezcla para simular la temperatura del reservorio y así determinar el comportamiento en fondo.

### **3.2 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD Y COMPORTAMIENTO EN FONDO DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN**

A continuación, se presentan los resultados de las pruebas de compatibilidad y comportamiento en fondo del fluido de completación mezclado con muestras de petróleo y agua fresca.

Las pruebas se realizaron para cada una de las formulaciones presentadas en las tablas 2 y 3.

En las tablas de resultados se exponen los valores de volumen de salmuera y crudo que se separaron durante los 60 minutos que dura la prueba. Comenzando con la mezcla que se vertió en probetas de 50 mL, y tomando lecturas de las variaciones durante intervalos de 15 minutos hasta llegar a los 60 minutos.

Si la separación es mayor al 90 % se considera buena, si se encuentra entre 75 % y 90 % se considera regular y si es inferior al 75 % se considera mala. Para mayor detalle, revisar la tabla 4 de resultados según concentraciones de salmuera.

Adicionalmente, se indica el volumen de emulsión de salmuera en crudo (S/C) y crudo en salmuera (C/S). El volumen de C/S se presentó únicamente como micro emulsiones, cuyo valor no se pudo determinar debido a que las micro emulsiones son demasiado pequeñas y se pueden visualizar como turbidez en el agua.

El registro fotográfico adjunto en las tablas ayuda a visualizar los datos presentados del volumen de separación y en algunos casos la presencia de micro emulsiones de crudo en salmuera.



### 3.2.1 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: FORMULACIÓN 0 (F0)


Se realizaron las pruebas de compatibilidad según el procedimiento establecido. Durante la prueba 1 (tabla 6) se observó que 6.5 mL de salmuera se emulsionaron con el crudo. La emulsión se mantuvo en un volumen estable durante los 60 minutos que duró la prueba según el procedimiento establecido.

**Tabla 6:** Prueba de compatibilidad 1: Formulación 0

<b>(F0) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.0 %V Solvente Mutual A</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>25 %</b>	<b>75 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	6	37.5	6.5	
15	6	37.5	6.5	
30	6	37.5	6.5	
45	6	37.5	6.5	
60	6	37.5	6.5	

6.5 mL de salmuera emulsionada con 37.5 mL de crudo

6 mL de salmuera separada




En la prueba 2 (tabla 7) el volumen de salmuera separado fue proporcional al que fue mezclado inicialmente, la emulsión S/C tuvo un valor de 4 mL, mejorando la separación en comparación con la prueba 1 (tabla 6). Sin embargo, en la salmuera separada hubo micro emulsiones de crudo, las cuales se visualizan como turbidez en el agua.

**Tabla 7:** Prueba de compatibilidad 2: Formulación 0

<b>(F0) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.0 %V Solvente Mutual A</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>50 %</b>	<b>50 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	21	25	4	
15	21	25	4	
30	21	25	4	
45	21	25	4	
60	21	25	4	

4 mL de salmuera emulsionada con 25 mL crudo.

21 mL de salmuera separada con micro emulsiones C/S




La prueba 3 (tabla 8) presentó micro emulsiones de crudo en la salmuera separada, y las emulsiones S/C fueron muy reducidas, lo cual indica que la concentración 75/25 es la más eficiente para la presente formulación, en cuanto a separación, pero no para controlar micro emulsiones.

**Tabla 8:** Prueba de compatibilidad 3: Formulación 0

<b>(F0) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.0 %V Solvente Mutual A</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>75 %</b>	<b>25 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	37	12.5	0.5	
15	37	12.5	0.5	
30	37	12.5	0.5	
45	37	12.5	0.5	
60	37	12.5	0.5	

0.5 mL de salmuera emulsionada con 12.5 mL crudo.

37 mL de salmuera separada con micro emulsiones C/S



La formulación 0 (para detalle ver tabla 2) no es eficiente para el caso del crudo extraído, debido a que en la prueba 1 (tabla 6) más de la mitad del volumen inicial de salmuera se emulsionó con el crudo. Esto se debe a que no se usó solvente mutual. El porcentaje de separación fue de 85.33 %.

### 3.2.2 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: FORMULACIÓN 1 (F1)


En la prueba 4 (tabla 9), se formó una emulsión S/C, la cual tuvo un volumen variable, comenzando con 6.5 mL desde el minuto 0 hasta 30, 5.5 mL hasta los 45 minutos y finalmente redujo hasta 4.5 mL a los 60 minutos.

**Tabla 9:** Prueba de compatibilidad 4: Formulación 1

<b>(F1) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.1 %V Solvente Mutual</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>25 %</b>	<b>75 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	6	37.5	6.5	
15	6	37.5	6.5	
30	7	37.5	5.5	
45	7	37.5	5.5	
60	8	37.5	4.5	

4.5 mL de salmuera emulsionada con 37.5 mL crudo.

8 mL de salmuera separada




En la prueba 5 (tabla 10) la emulsión salmuera en crudo se mantuvo estable durante toda la prueba, 4 mL de salmuera se emulsionaron en el crudo.

**Tabla 10:** Prueba de compatibilidad 5: Formulación 1

<b>(F1) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.1 %V Solvente Mutual</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>50 %</b>	<b>50 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	21	25	4	
15	21	25	4	
30	22	25	4	
45	22	25	4	
60	22	25	4	

4 mL de salmuera emulsionada con 25 mL crudo.

22 mL de salmuera limpia separada




En la prueba 6 (tabla 11), la emulsión S/C se mantuvo estable desde el principio, la separación es aceptable, 1.5 mL se emulsionaron en el crudo. La salmuera separada estuvo notablemente libre de emulsiones de crudo.

**Tabla 11:** Prueba de compatibilidad 6: Formulación 1

<b>(F1) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.1 %V Solvente Mutual</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>75 %</b>	<b>25 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	36	12.5	1.5	
15	36	12.5	1.5	
30	36	12.5	1.5	
45	36	12.5	1.5	
60	36	12.5	1.5	

1.5 mL de salmuera emulsionada con 12.5 mL crudo.

36 mL de salmuera limpia separada



La formulación 1 (para detalle ver tabla 2) no fue eficiente para el caso, por los valores elevados de emulsiones S/C durante la prueba 4 (tabla 9). Por los volúmenes presentados, se considera una separación regular del 88.00 %. El uso de aditivos anti emulsionantes podría evitar la formación de micro emulsiones de crudo.

### 3.2.3 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: FORMULACIÓN 2 (F2)


En la prueba 7 (tabla 12) se presentó una separación incompleta de la salmuera, el valor de la emulsión S/C es elevado, es decir que más de la mitad de la salmuera se emulsionó con el crudo.

Tabla 12: Prueba de compatibilidad 7: Formulación 2

(F2) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.25 %V Solvente Mutual A				
Mezcla	25 %	75 %	Emulsión	
Tiempo (min)	Salmuera (mL)	Crudo (mL)	S/C (mL)	C/S (mL)
0	6	37.5	6.5	
15	6	37.5	6.5	
30	6	37.5	6.5	
45	6	37.5	6.5	
60	6	37.5	6.5	

6.5 mL de salmuera emulsionada con 37.5 mL de crudo.

6 mL de salmuera limpia separada




La separación en la prueba 8 (tabla 13) emulsionó un volumen 3ml de salmuera en crudo y se mantuvo estable durante los 60 minutos. Hubo micro emulsiones de crudo en salmuera.

Tabla 13: Prueba de compatibilidad 8: Formulación 2

(F2) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.25 %V Solvente Mutual A				
Mezcla	50 %	50 %	Emulsión	
Tiempo (min)	Salmuera (mL)	Crudo (mL)	S/C (mL)	C/S (mL)
0	22	25	3	
15	22	25	3	
30	22	25	3	
45	22	25	3	
60	22	25	3	

3 mL de salmuera emulsionada con 25 mL de crudo.


22 mL de salmuera separada. Micro emulsiones C/S



La separación de la salmuera en la prueba 9 (tabla 14) es incompleta, no existieron micro emulsiones C/S. el valor de la emulsión S/C se mantuvo estable hasta los 45 minutos y redujo 1 mL en la última lectura.

**Tabla 14:** Prueba de compatibilidad 9: Formulación 2

<b>(F2) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.25 %V Solvente Mutua A</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>75 %</b>	<b>25 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	34	12.5	3.5	
15	34	12.5	3.5	
30	34	12.5	3.5	
45	34	12.5	3.5	
60	35	12.5	2.5	




La formulación 2 (para detalle ver tabla 2) no se considera eficiente para el caso, debido a la formación de micro emulsiones de crudo. Existe una separación de 84.00 %, la cual se considera regular.

### 3.2.4 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: FORMULACIÓN 3 (F3)

En la prueba 10 (tabla 15) se presentó una separación incompleta de la salmuera, más de la mitad de la salmuera inicial se emulsionó con el crudo al minuto 0. Después de los 15 minutos el volumen redujo a 5.5 mL y se mantuvo estable hasta los 60 minutos.

**Tabla 15:** Prueba de compatibilidad 10: Formulación 3

<b>(F3) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.50 %V Solvente Mutua A</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>25 %</b>	<b>75 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	6	37.5	6.5	
15	7	37.5	5.5	
30	7	37.5	5.5	
45	7	37.5	5.5	
60	7	37.5	5.5	




La separación en la prueba 11 (tabla 16) es casi completa, se pudo observar que el valor de la emulsión S/C se mantuvo estable en 3 mL hasta los 30 minutos, después de los 45 minutos redujo a 2 mL hasta el final de la prueba. En la salmuera separada se presentaron micro emulsiones de crudo.

**Tabla 16:** Prueba de compatibilidad 11: Formulación 3

<b>(F3) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.50 %V Solvente Mutual A</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>50 %</b>	<b>50 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	22	25	3	
15	22	25	3	
30	23	25	3	
45	23	25	2	
60	23	25	2	

2 mL de salmuera emulsionada con 25 mL de crudo.

23 mL de salmuera con micro emulsiones C/S



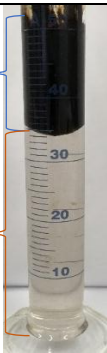
En la prueba 12 (tabla 17) 3.5 mL de salmuera se emulsionaron en el crudo. La salmuera separada presentó micro emulsiones de crudo.

**Tabla 17:** Prueba de compatibilidad 12: Formulación 3

<b>(F3) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.50 %V Solvente Mutual A</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>75 %</b>	<b>25 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	34	12.5	3.5	
15	34	12.5	3.5	
30	34	12.5	3.5	
45	34	12.5	3.5	
60	34	12.5	3.5	

3.5 mL de salmuera emulsionada con 12.5 mL de crudo.

34 mL de salmuera con micro emulsiones C/S



La formulación 3 (para detalle ver tabla 2) no es eficiente para usar en el caso, debido a que la separación no es completa, el porcentaje fue del 85.33 %. Además, se determinó que el uso del solvente mutual A provocó que aumente la presencia de micro emulsiones de crudo en salmuera.

### 3.2.5 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: FORMULACIÓN 4 (F4)


En la prueba 13 (tabla 18) se puede notar una separación limpia de la salmuera, es decir sin micro emulsiones de crudo. El volumen de la emulsión S/C fue reduciendo hasta la lectura a 30 minutos. A partir de 45 minutos de mantuvo estable en 2.5 mL.

**Tabla 18:** Prueba de compatibilidad 13: Formulación 4

<b>(F4) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.1 %V Solvente Mutual B</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>25 %</b>	<b>75 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	7	37.5	5.5	
15	8	37.5	4.5	
30	9	37.5	3.5	
45	10	37.5	2.5	
60	10	37.5	2.5	

2.5 mL de salmuera emulsionada con 37.5 mL de crudo.

10 mL de salmuera limpia




La separación de la salmuera es limpia para el caso de la prueba 14 (tabla 19), no se presentaron emulsiones C/S, el volumen de emulsión S/C redujo hasta los 45 minutos, en la lectura a 60 minutos llegó a un valor 2 mL.

**Tabla 19:** Prueba de compatibilidad 14: Formulación 4

<b>(F4) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.1 %V Solvente Mutual B</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>50 %</b>	<b>50 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	20	25	5	
15	20	25	5	
30	22	25	3	
45	22	25	3	
60	23	25	2	

2 mL de salmuera emulsionada con 25 mL de crudo.


23 mL de salmuera limpia



La salmuera separada en la prueba 15 (tabla 20) es limpia, libre de emulsiones C/S. La cantidad de emulsión S/C se mantuvo estable desde el principio de la prueba en 1.5 mL, lo cual indica que el solvente actuó eficientemente.

**Tabla 20:** Prueba de compatibilidad 15: Formulación 4

<b>(F4) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.1 %V Solvente Mutuo B</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>75 %</b>	<b>25 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	35	12.5	1.5	
15	35	12.5	1.5	
30	35	12.5	1.5	
45	36	12.5	1.5	
60	36	12.5	1.5	




La formulación 4 (para detalle ver tabla 2) se considera eficiente para utilizar en el pozo, debido a que no se presentó crudo emulsionado en la salmuera y la separación fue buena, es decir 92.00 % de la salmuera se separó. Adicionalmente cabe mencionar que el uso del solvente mutuo B ayudó a que la salmuera separada sea más limpia.

### 3.2.6 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: FORMULACIÓN 5 (F5)

En la prueba 16 (tabla 21), la salmuera no se separó completamente, la mayor parte de la salmuera inicial se emulsionó con el crudo y el volumen redujo en 1 mL a los 30 minutos, después de este tiempo el volumen se mantuvo estable.

**Tabla 21:** Prueba de compatibilidad 16: Formulación 5

<b>(F5) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.25 %V Solvente Mutuo B</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>25 %</b>	<b>75 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	5	37.5	7.5	
15	5	37.5	7.5	
30	6	37.5	6.5	
45	6	37.5	6.5	
60	6	37.5	6.5	





La separación de la salmuera fue incompleta en la prueba 17 (tabla 22), además en la salmuera separada se presentaron micro emulsiones de crudo. Los valores de emulsión S/C redujeron en 1 mL a partir de los 45 minutos.

**Tabla 22:** Prueba de compatibilidad 17: Formulación 5

<b>(F5) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.25 %V Solvente Mutual B</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>50%</b>	<b>50%</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	21	25	4	
15	21	25	4	
30	21	25	4	
45	22	25	3	
60	22	25	3	

En la prueba 18 (tabla 23), la salmuera separada tuvo micro emulsiones de crudo, además el volumen de emulsión S/C redujo hasta 2 mL al final de la prueba.

**Tabla 23:** Prueba de compatibilidad 18: Formulación 5

<b>(F5) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.25 %V Solvente Mutual B</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>75%</b>	<b>25%</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	33	12.5	4.5	
15	33	12.5	4.5	
30	34	12.5	3.5	
45	34	12.5	3.5	
60	35.5	12.5	2	

La formulación 5 (para detalle ver tabla 2) no es eficiente para el caso. Las separaciones fueron incompletas, muy alejadas de los volúmenes iniciales y se presentaron micro emulsiones de crudo, lo cual indica que se requiere de uso de anti emulsionantes. Cabe recalcar que el aumento de la concentración de solvente mutual B, afectó la separación de salmuera limpia. El porcentaje de separación fue 84.67 %, separación regular.

### 3.2.7 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: FORMULACIÓN 6 (F6)


Durante la prueba 19 (tabla 24), se pudo notar que la separación de salmuera fue mínima, debido a que 10.5 mL de salmuera inicial se emulsionó con el crudo. El volumen de la emulsión S/C se mantuvo estable durante toda la prueba. Se tuvo micro emulsiones de crudo en salmuera.

**Tabla 24:** Prueba de compatibilidad 19: Formulación 6

<b>(F6) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.50 %V Solvente Mutual B</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>25 %</b>	<b>75 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	2	37.5	10.5	
15	2	37.5	10.5	
30	2	37.5	10.5	
45	2	37.5	10.5	
60	2	37.5	10.5	

10.5 mL de salmuera emulsionada con 37.5 mL de crudo.

2 mL de salmuera con micro emulsiones C/S




En la prueba 20 (tabla 25) 5 mL de salmuera se emulsionaron en el crudo. Hubo presencia de micro emulsiones de crudo En la salmuera separada. El volumen de emulsión S/C se mantuvo estable hasta los 45 minutos, en la lectura final redujo a 4 mL.

**Tabla 25:** Prueba de compatibilidad 20: Formulación 6

<b>(F6) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.50 %V Solvente Mutual B</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>50 %</b>	<b>50 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	20	25	5	
15	20	25	5	
30	20	25	5	
45	20	25	5	
60	21	25	4	

4 mL de salmuera emulsionada con 25 mL de crudo.

21 mL de salmuera con micro emulsiones C/S



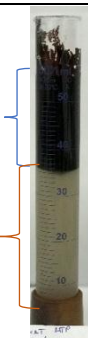
En la prueba 21 (tabla 26), se pudo notar gran presencia de micro emulsiones de crudo. El Volumen de emulsión S/C se mantuvo estable.

**Tabla 26:** Prueba de compatibilidad 21: Formulación 6

<b>(F6) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.50 %V Solvente Mutual B</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>75 %</b>	<b>25 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	34	12.5	3.5	
15	34	12.5	3.5	
30	34	12.5	3.5	
45	34	12.5	3.5	
60	34	12.5	3.5	

3.5 mL de salmuera emulsionada con 12.5 mL de crudo.

34 mL de salmuera con micro emulsiones C/S



La formulación 6 (para detalle ver tabla 2) no es eficiente para trabajar, es posible que usar esta formulación en el pozo provoque daño de formación por emulsiones. Este tipo de daño podría provocar taponamiento y por ende reducción de flujo. Al aumentar aún más la concentración de solvente mutual B, se redujo el volumen de salmuera limpia. La separación fue regular, con un porcentaje de 76.00 %.

### 3.2.8 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: FORMULACIÓN 7 (F7)


La prueba 22 (tabla 27) mostró volúmenes aceptables de separación, cercanos a los volúmenes iniciales. Sin embargo, se pudo notar presencia de micro emulsiones de crudo. El volumen de emulsión S/C se mantuvo estable a partir de la segunda lectura a los 15 minutos en 2.5 mL.

**Tabla 27:** Prueba de compatibilidad 22. Formulación 7

<b>(F7) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.10 %V Demulsificante</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>25 %</b>	<b>75 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	9	37.5	3.5	
15	10	37.5	2.5	
30	10	37.5	2.5	
45	10	37.5	2.5	
60	10	37.5	2.5	

2.5 mL de salmuera emulsionada con 37.5 mL de crudo.

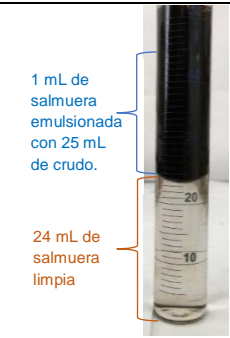
10 mL de salmuera con micro emulsiones C/S



En la prueba 23 (tabla 28), la salmuera separada es notablemente limpia, libre de micro emulsiones de crudo. El volumen separado es cercano al volumen inicial de salmuera. El volumen de emulsión S/C reduce con el paso del tiempo y se estabiliza a los 30 minutos a 1 mL.

**Tabla 28:** Prueba de compatibilidad 23. Formulación 7


<b>(F7) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.10 %V Demulsificante</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>50 %</b>	<b>50 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	23	25	2	
15	23.5	25	1.5	
30	24	25	1	
45	24	25	1	
60	24	25	1	



En la concentración 24 (tabla 29), la salmuera se separó en volumen considerable y además estuvo libre de micro emulsiones de crudo. De igual forma que la prueba anterior, el volumen de emulsión S/C redujo hasta mantenerse estable a partir de los 15 minutos en 1.5 mL.

**Tabla 29:** Prueba de compatibilidad 24. Formulación 7

<b>(F7) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.10 %V Demulsificante</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>75 %</b>	<b>25 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	35	12.5	2.5	
15	36	12.5	1.5	
30	36	12.5	1.5	
45	36	12.5	1.5	
60	36	12.5	1.5	




La formulación 7 (para detalle ver tabla 29) es eficiente para el caso, la separación fue buena y estuvo libre de micro emulsiones de crudo. El uso de demulsificante al 0.10 % posibilitó la separación.

### 3.2.9 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: FORMULACIÓN 8 (F8)

En la prueba 25 (tabla 30) la separación estuvo libre de micro emulsiones de crudo en salmuera. El volumen de emulsión S/C se mantuvo estable hasta los 45 minutos, después redujo en 1 mL.

**Tabla 30:** Prueba de compatibilidad 25. Formulación 8

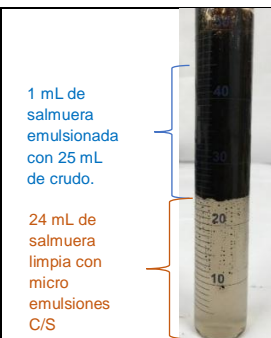
<b>(F8) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.25 %V Demulsificante</b>				
Mezcla	25 %	75 %	Emulsión	
Tiempo (min)	Salmuera (mL)	Crudo (mL)	S/C (mL)	C/S (mL)
0	7	37.5	5.5	
15	7	37.5	5.5	
30	7	37.5	5.5	
45	7	37.5	5.5	
60	8	37.5	4.5	



En la prueba 26 (tabla 31), la separación de salmuera presentó micro emulsión. El nivel de separación es casi completo y con estabilidad de volumen hasta los 30 minutos, a partir de los 45 minutos redujo hasta 1 mL.

**Tabla 31:** Prueba de compatibilidad 26. Formulación 8

<b>(F8) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.25 %V Demulsificante</b>				
Mezcla	50 %	50 %	Emulsión	
Tiempo (min)	Salmuera (mL)	Crudo (mL)	S/C (mL)	C/S (mL)
0	23	25	2	
15	23	25	2	
30	23	25	2	
45	24	25	1	
60	24	25	1	




En la prueba 27 (tabla 32) el volumen de separación es casi total, y con presencia de micro emulsiones de crudo en la salmuera separada. El volumen de emulsión S/C redujo a los 15 minutos y 30 minutos, a partir de este punto se mantuvo estable en 1.5 mL.

**Tabla 32:** Prueba de compatibilidad 27. Formulación 8

<b>(F8) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.25 %V Demulsificante</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>75 %</b>	<b>25 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	33	12.5	4.5	
15	35	12.5	2.5	
30	36	12.5	1.5	
45	36	12.5	1.5	
60	36	12.5	1.5	

1.5 mL de salmuera emulsionada con 12.5 mL de crudo.

36 mL de salmuera con micro emulsiones C/S



La formulación 8 (para detalle ver tabla 2) es bastante eficiente en cuanto a separación, pero no en el caso de evitar la formación de micro emulsiones. Para contrarrestar este problema, se puede reducir el volumen de demulsificante, lo cual incluso mejoraría la estabilidad de los volúmenes durante las pruebas.

### 3.2.10 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: FORMULACIÓN 9 (F9)


En la prueba 28 (tabla 33) hubo una separación incompleta de salmuera. La emulsión S/C redujo su a los 45 minutos hasta 7.5 mL. La salmuera separada estuvo libre de micro emulsiones de crudo.

**Tabla 33:** Prueba de compatibilidad 28: Formulación 9

<b>(F9) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.50 %V Demulsificante</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>25 %</b>	<b>75 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	4	37.5	8.5	
15	4	37.5	8.5	
30	4	37.5	8.5	
45	5	37.5	7.5	
60	5	37.5	7.5	

7.5 mL de salmuera emulsionada con 37.5 mL de crudo.

5 mL de salmuera limpia




La prueba 29 (tabla 34) inició con un volumen elevado de emulsión S/C. En el transcurso del tiempo, este volumen se redujo hasta 7 mL, dejando una salmuera con micro emulsiones de crudo.

**Tabla 34:** Prueba de compatibilidad 29: Formulación 9

<b>(F9) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.50 %V Demulsificante</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>50 %</b>	<b>50 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	2	25	23	
15	17	25	8	
30	18	25	7	
45	18	25	7	
60	18	25	7	

7 mL de salmuera emulsionada con 25 mL de crudo.

18 mL de salmuera con micro emulsiones




El caso de la prueba 30 (tabla 35) fue muy similar a la anterior prueba, el volumen se estabilizó después de la segunda lectura en 3.5 mL. Y de igual manera la salmuera separada presentó micro emulsiones de crudo.

**Tabla 35:** Prueba de compatibilidad 30: Formulación 9

<b>(F9) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.50 %V Demulsificante</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>75 %</b>	<b>25 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	5	12.5	32.5	
15	34	12.5	3.5	
30	34	12.5	3.5	
45	34	12.5	3.5	
60	34	12.5	3.5	

3.5 mL de salmuera emulsionada con 12.5 mL de crudo.

34 mL de salmuera limpia con micro emulsiones C/S



La formulación 9 (para detalle ver tabla 2) no presentó las características adecuadas para trabajar en campo. La separación entre crudo y salmuera no se realizó adecuadamente, es decir fue regular y se formaron micro emulsiones de crudo. Por lo tanto, si se utilizara en el pozo, el daño de formación por emulsiones afectaría directamente a las operaciones.

### 3.2.11 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: FORMULACIÓN 10 (F10)


Durante la prueba 31 (tabla 36), se presentó una separación incompleta, 7.5 mL volumen inicial de salmuera se emulsionaron con el crudo. La salmuera separada estuvo libre de micro emulsiones de crudo.

**Tabla 36:** Prueba de compatibilidad 31: Formulación 10

<b>(F10) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.10 %V Solvente Mutuo B + 0.10 %V Demulsificante</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>25 %</b>	<b>75 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	5	37.5	7.5	
15	5	37.5	7.5	
30	5	37.5	7.5	
45	6	37.5	6.5	
60	6	37.5	6.5	

6.5 mL de salmuera emulsionada con 37.5 mL de crudo.

6 mL de salmuera limpia con micro emulsiones




En la prueba 32 (tabla 37) el uso del solvente mutuo y el aumento del volumen de salmuera ayudaron a mejorar notablemente la separación. El volumen de emulsión S/C fue reduciendo, a partir del minuto 45 se estabilizó en 6.5 mL. La salmuera separada estuvo libre de micro emulsiones de crudo.

**Tabla 37:** Prueba de compatibilidad 32: Formulación 10

<b>(F10) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.10 %V Solvente Mutuo B + 0.10 %V Demulsificante</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>50 %</b>	<b>50 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	21	25	4	
15	22	25	3	
30	22	25	3	
45	22	25	3	
60	22.5	25	2.5	

2.5 mL de salmuera emulsionada con 25 mL de crudo.

22.5 mL de salmuera limpia






En la prueba 33 (tabla 38) la salmuera separada presentó micro emulsiones de crudo. La emulsión S/C disminuyó progresivamente sin llegar a la estabilidad a partir del minuto 15.

**Tabla 38:** Prueba de compatibilidad 33: Formulación 10

<b>(F10) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.10 %V Solvente Mutua B + 0.10 %V Demulsificante</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>75 %</b>	<b>25 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	33	12.5	4.5	
15	34	12.5	3.5	
30	34	12.5	3.5	
45	34	12.5	3.5	
60	35	12.5	2.5	

2.5 mL de salmuera emulsionada con 12.5 mL de crudo.

35 mL de salmuera limpia con micro emulsiones C/S



La formulación 10 (para detalle ver tabla 2) no se considera eficiente para el caso, debido a que la mezcla de solvente mutua B más demulsificante en estas concentraciones afectó a la separación, provocando que esta no se mantenga estable y sea regular. El porcentaje de separación fue de 84.67 %. Además, la presencia de micro emulsiones afectaría a las operaciones.

### 3.2.12 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: FORMULACIÓN 11 (F11)


En la prueba 34 (tabla 39) el volumen de emulsión S/C disminuyó progresivamente hasta los 45 minutos, punto donde se estabilizó en 3.5 mL. La separación de la salmuera presentó micro emulsiones de crudo.

**Tabla 39:** Prueba de compatibilidad 34: Formulación 11

<b>(F11) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.05 %V Solvente Mutua A + 0.05 %V Demulsificante + 0.5 %V Inhibidor de arcillas A + 0.1 %V Biocida + 0.1 %V Anticorrosivo</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>25 %</b>	<b>75 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	7	37.5	5.5	
15	8	37.5	4.5	
30	8	37.5	4.5	
45	9	37.5	3.5	
60	9	37.5	3.5	

3.5 mL de salmuera emulsionada con 37.5 mL de crudo.


9 mL de salmuera limpia con micro emulsiones C/S



En la prueba 35 (tabla 40), la salmuera separada estuvo libre de micro emulsiones de crudo. El volumen de C/S redujo progresivamente hasta estabilizarse en 2 mL al minuto 45. La concentración 50/50 puede ser eficiente para uso en campo.

**Tabla 40:** Prueba de compatibilidad 35: Formulación 11

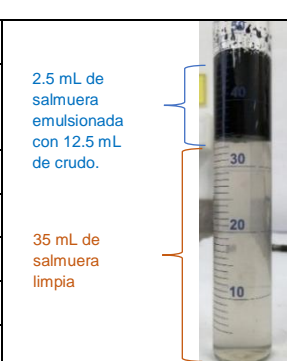
<b>(F11) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.05 %V Solvente Mutuo A + 0.05 %V Demulsificante + 0.5 %V Inhibidor de arcillas A + 0.1 %V Biocida + 0.1 %V Anticorrosivo</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>50 %</b>	<b>50 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	21	25	4	
15	22	25	3	
30	22	25	3	
45	23	25	2	
60	23	25	2	



El volumen de salmuera separada en la prueba 36 (tabla 41) estuvo cerca de los valores iniciales, la salmuera separada fue limpia. La emulsión S/C disminuyó hasta la estabilidad en el minuto 45 en 2.5 mL. La concentración 75/25 se considera eficiente.

**Tabla 41:** Prueba de compatibilidad 36: Formulación 11

<b>(F11) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.05%V Solvente Mutuo A + 0.05%V Demulsificante + 0.5%V Inhibidor de arcillas A + 0.1%v Biocida + 0.1%V Anticorrosivo</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>75 %</b>	<b>25 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	34	12.5	3.5	
15	34	12.5	3.5	
30	34	12.5	3.5	
45	35	12.5	2.5	
60	35	12.5	2.5	



La formulación 11 (para detalle ver tabla 3) presentó separación regular. En la concentración 25/75 en la cual hubo presencia de micro emulsiones de crudo.

### 3.2.13 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: FORMULACIÓN 12 (F12)


La prueba 37 (tabla 42) tuvo una separación de la salmuera incompleta, además de contener micro emulsiones de crudo. La mayor parte del volumen inicial de salmuera se emulsionó con el crudo.

**Tabla 42:** Prueba de compatibilidad 37: Formulación 12

<b>(F12) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.10 %V Demulsificante + 0.5 %V Inhibidor de Arcillas + 0.1 %V Biocida + 0.1 %V Anticorrosivo</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>25 %</b>	<b>75 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	4	37.5	8.5	
15	4	37.5	8.5	
30	4	37.5	8.5	
45	4.5	37.5	8	
60	4.5	37.5	8	

8 mL de salmuera emulsionada con 37.5 mL de crudo.

4.5 mL de salmuera limpia con micro emulsiones C/S




En la prueba 38 (tabla 43) hubo una separación aceptable de volumen de salmuera, sin embargo, se presentó una cantidad notable de micro emulsiones de crudo. El volumen de la emulsión S/C disminuyó progresivamente hasta estabilizarse a los 45 minutos en 2.5 mL.

**Tabla 43:** Prueba de compatibilidad 38: Formulación 12

<b>(F12) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.10 %V Demulsificante + 0.5 %V Inhibidor de Arcillas + 0.1 %V Biocida + 0.1 %V Anticorrosivo</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>50 %</b>	<b>50 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	21	25	4	
15	22	25	3	
30	22	25	3	
45	22.5	25	2.5	
60	22.5	25	2.5	

2.5 mL de salmuera emulsionada con 25 mL de crudo.

22.5 mL de salmuera con micro emulsiones C/S



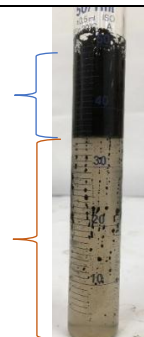
Durante la prueba 39 (tabla 44) se separó un volumen considerable de salmuera, pero hubo notable presencia de micro emulsiones de crudo. El volumen de S/C disminuyó hasta los 30 minutos, punto en que se estabilizó en 2 mL.

**Tabla 44:** Prueba de compatibilidad 39: Formulación 12

<b>(F12) Salmuera KCl 8.4 ppg + 0.10 %V Demulsificante + 0.5 %V Inhibidor de Arcillas + 0.1 %V Biocida + 0.1 %V Anticorrosivo</b>				
<b>Mezcla</b>	<b>75 %</b>	<b>25 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	35	12.5	2.5	
15	35	12.5	2.5	
30	35.5	12.5	2	
45	35.5	12.5	2	
60	35.5	12.5	2	

2 mL de salmuera emulsionada con 12.5 mL de crudo.

35.5 mL de salmuera con micro emulsiones C/S




La formulación 12 (para detalle ver tabla 3) no resultó eficiente para el caso, debido a que al no usar solvente mutual se presentó el problema de presencia de micro emulsiones de crudo, incluso al variar la concentración de la salmuera. Además, durante la prueba 7 la mayor parte del volumen de la salmuera se emulsionó con el crudo. La separación fue regular con porcentaje de 83.33 %.

### 3.2.14 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: FORMULACIÓN 13 (F13)

Para estas pruebas se utilizó únicamente agua fresca como base para la salmuera, por lo tanto, la mínima densidad obtenida fue de 8.33 ppg. Durante la prueba 40 se formó una emulsión S/C estable. La salmuera separada tuvo micro emulsiones de crudo y humectación de crudo hacia las paredes de la probeta.

**Tabla 45:** Prueba de compatibilidad 40: Formulación 13


<b>(F13)</b> Agua Fresca 8.33 ppg, + 0.1 %V Solvente Mutua A, 0.1 %V Demulsificante, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas A, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas B, 0.1 %V Biocida, 0.1 %V Anticorrosivo.				
Mezcla	25 %	75 %	Emulsión	
Tiempo (min)	Salmuera (mL)	Crudo (mL)	S/C (mL)	C/S (mL)
0	9.5	37.5	3	
15	9.5	37.5	3	
30	9.5	37.5	3	
45	9.5	37.5	3	
60	9.5	37.5	3	



En la prueba 41, se presentó una emulsión S/C inestable cuyo volumen fue variando con el paso del tiempo reduciendo hasta el minuto 30, donde se estabilizó en 0.5 mL. La salmuera separada presentó micro emulsiones de crudo.

**Tabla 46:** Prueba de compatibilidad 41: Formulación 13


<b>(F13)</b> Agua Fresca 8.33 ppg, + 0.1 %V Solvente Mutua A, 0.1 %V Demulsificante, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas A, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas B, 0.1 %V Biocida, 0.1 %V Anticorrosivo.				
Mezcla	50 %	50 %	Emulsión	
Tiempo (min)	Salmuera (mL)	Crudo (mL)	S/C (mL)	C/S (mL)
0	0	25	25	
15	15	25	10	
30	22	25	3	
45	24.5	25	0.5	
60	24.5	25	0.5	



En la prueba 42 (tabla 47) la emulsión S/C disminuyó progresivamente su volumen, hasta estabilizarse al minuto 45 en 2 mL. La salmuera separada presentó micro emulsiones de crudo. Esto indica que incluso al variar la concentración de salmuera, no se solucionó el problema de presencia de micro emulsiones.

**Tabla 47:** Prueba de compatibilidad 42: Formulación 13

<b>(F13)</b> Agua Fresca 8.33 ppg, + 0.1 %V Solvente Mutuo A, 0.1 %V Demulsificante, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas A, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas B, 0.1 %V Biocida, 0.1 %V Anticorrosivo.				
<b>Mezcla</b>	<b>75 %</b>	<b>25 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	0	12.5	37.5	
15	25	12.5	12.5	
30	31	12.5	6.5	
45	35.5	12.5	2	
60	35.5	12.5	2	




Se consideró a la formulación 13 (para detalle ver tabla 3) como eficiente en cuanto a separación de salmuera y crudo, teniendo una separación buena de 92.67 %. Sin embargo, se tuvo el inconveniente de aparición de micro emulsiones C/S. La inestabilidad del volumen de las emulsiones se debió a que no se utilizó un componente sólido.

### 3.2.15 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: FORMULACIÓN 14 (F14)

En la prueba 43 (tabla 48) la separación de la salmuera fue de volúmenes aceptables, estuvo libre de micro emulsiones de crudo. La emulsión S/C redujo su volumen hasta estabilizarse al minuto 45 en 3 mL.

**Tabla 48:** Prueba de compatibilidad 43: Formulación 14

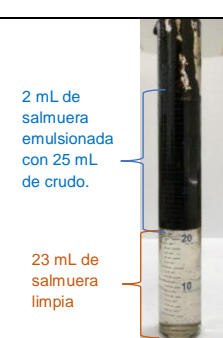
<b>(F14)</b> Salmuera KCl 9.1 ppg, 0.1 %V Solvente Mutuo, 0.1 %V Demulsificante, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas A, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas B, 0.1 %V Biocida, 0.1 %V Anticorrosivo.				
<b>Mezcla</b>	<b>25 %</b>	<b>75 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	9	37.5	3.5	
15	9	37.5	3.5	
30	9	37.5	3.5	
45	9.5	37.5	3	
60	9.5	37.5	3	



En la prueba 44 (tabla 49) se tuvo una emulsión S/C inestable que redujo su volumen hasta el minuto 45, estabilizándose en 2 mL. Sin embargo, no se consideró un inconveniente debido a que la salmuera separada estuvo libre de micro emulsiones de crudo y el volumen fue considerable.

**Tabla 49:** Prueba de compatibilidad 44: Formulación 14

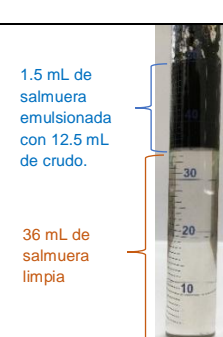
<b>(F14)</b> Salmuera KCl 9.1 ppg, 0.1 %V Solvente Mutuo, 0.1 %V Demulsificante, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas A, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas B, 0.1 %V Biocida, 0.1 %V Anticorrosivo.				
Mezcla	50 %	50 %	Emulsión	
Tiempo (min)	Salmuera (mL)	Crudo (mL)	S/C (mL)	C/S (mL)
0	22	25	3	
15	22	25	3	
30	22	25	3	
45	23	25	2	
60	23	25	2	



Durante la prueba 45 (tabla 50) la salmuera separada fue limpia, y el volumen de la emulsión S/C redujo constantemente hasta la lectura final, donde se mantuvo en 1.5 mL.

**Tabla 50:** Prueba de compatibilidad 45: Formulación 14

<b>(F14)</b> Salmuera KCl 9.1 ppg, 0.1 %V Solvente Mutuo, 0.1 %V Demulsificante, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas A, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas B, 0.1 %V Biocida, 0.1 %V Anticorrosivo.				
Mezcla	75 %	25 %	Emulsión	
Tiempo (min)	Salmuera (mL)	Crudo (mL)	S/C (mL)	C/S (mL)
0	35	12.5	2.5	
15	35	12.5	2.5	
30	35	12.5	2.5	
45	35.5	12.5	2	
60	36	12.5	1.5	




La formulación 14 (para detalle ver tabla 3) se consideró como eficiente para aplicar en el caso de trabajo, durante las tres pruebas se obtuvieron salmueras libres de micro emulsiones de crudo, la separación fue del 91.33 %. Esto se debe al aumento de la densidad de la salmuera incrementando la base KCl, el uso de dos inhibidores de arcilla y uso de demulsificante en concentraciones eficientes.

### 3.2.16 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: FORMULACIÓN 15 (F15)

En la prueba 46 (tabla 51) se pudo notar una separación de salmuera limpia, pero no en el volumen esperado, debido a que la mayor parte de la salmuera inicial se emulsionó con el crudo.

**Tabla 51:** Prueba de compatibilidad 46: Formulación 15

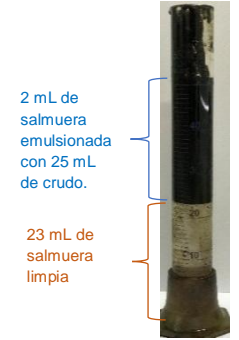
<b>(F15)</b> Salmuera KCl 9.1 ppg, 0.25 %V Solvente Mutua, 0.1 %V Demulsificante, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas A, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas B, 0.1 %V Biocida, 0.1 %V Anticorrosivo.				
Mezcla	25 %	75 %	Emulsión	
Tiempo (min)	Salmuera (mL)	Crudo (mL)	S/C (mL)	C/S (mL)
0	6	37.5	6.5	
15	6	37.5	6.5	
30	6	37.5	6.5	
45	6	37.5	6.5	
60	7	37.5	5.5	



En la prueba 47 (tabla 52) el volumen de salmuera separada estuvo muy cerca del volumen inicial de salmuera. La salmuera separada estuvo libre de micro emulsiones de crudo. La emulsión S/C redujo constantemente su volumen hasta los 30 minutos donde se estabilizó en 2 mL.

**Tabla 52:** Prueba de compatibilidad 47: Formulación 15

<b>(F15)</b> Salmuera KCl 9.1 ppg, 0.25 %V Solvente Mutua, 0.1 %V Demulsificante, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas A, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas B, 0.1 %V Biocida, 0.1 %V Anticorrosivo.				
Mezcla	50 %	50 %	Emulsión	
Tiempo (min)	Salmuera (mL)	Crudo (mL)	S/C (mL)	C/S (mL)
0	22	25	3	
15	22.5	25	2.5	
30	23	25	2	
45	23	25	2	
60	23	25	2	



La prueba 48 tuvo una separación de salmuera limpia, y en un volumen cercano al inicial. Se mantuvo un volumen estable de emulsión S/C a partir de los 15 minutos en 2.5 mL.




**Tabla 53:** Prueba de compatibilidad 48: Formulación 15

<b>(F15)</b> Salmuera KCl 9.1 ppg, 0.25 %V Solvente Mutuo, 0.1 %V Demulsificante, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas A, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas B, 0.1 %V Biocida, 0.1 %V Anticorrosivo.				
<b>Mezcla</b>	<b>75 %</b>	<b>25 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	34	12.5	3.5	
15	35	12.5	2.5	
30	35	12.5	2.5	
45	35	12.5	2.5	
60	35	12.5	2.5	

2.5 mL de salmuera emulsionada con 12.5 mL de crudo.

35 mL de salmuera limpia



La formulación 15 (para detalle ver tabla 3) fue eficiente para separación de crudo y salmuera, excepto para la concentración 25/75 (tabla 51). Previno la formación de micro emulsiones de crudo en las tres pruebas. Estas variaciones se deben al aumento del volumen de solvente utilizado. El porcentaje de separación fue de 86.67 %.

### 3.2.17 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD: FORMULACIÓN 16 (F16)


En la prueba 49 (tabla 54) la separación de la salmuera fue incompleta, la cantidad separada estuvo libre de micro emulsiones de crudo. La emulsión S/C fue estable durante toda la prueba en 5 mL.

**Tabla 54:** Prueba de compatibilidad 49: Formulación 16

<b>(F16)</b> Salmuera KCl 9.1 ppg, 0.1 %V Solvente Mutuo, 0.25 %V Demulsificante, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas A, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas B, 0.1 %V Biocida, 0.1 %V Anticorrosivo				
<b>Mezcla</b>	<b>25 %</b>	<b>75 %</b>	<b>Emulsión</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Salmuera (mL)</b>	<b>Crudo (mL)</b>	<b>S/C (mL)</b>	<b>C/S (mL)</b>
0	7.5	37.5	5	
15	7.5	37.5	5	
30	7.5	37.5	5	
45	7.5	37.5	5	
60	7.5	37.5	5	

5 mL de salmuera emulsionada con 37.5 mL de crudo.


7.5 mL de salmuera limpia



En la prueba 50 (tabla 55), la salmuera separada estuvo libre de micro emulsiones de crudo y el volumen fue cercano al inicial. La emulsión S/C redujo su volumen dos veces hasta llegar a 1.5 mL, siendo un volumen bastante aceptable.

**Tabla 55:** Prueba de compatibilidad 50: Formulación 16


<b>(F16)</b> Salmuera KCl 9.1 ppg, 0.1 %V Solvente Mutual, 0.25 %V Demulsificante, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas A, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas B, 0.1 %V Biocida, 0.1 %V Anticorrosivo				
Mezcla	50 %	50 %	Emulsión	
Tiempo (min)	Salmuera (mL)	Crudo (mL)	S/C (mL)	C/S (mL)
0	22.5	25	2.5	
15	22.5	25	2.5	
30	23	25	2	
45	23	25	2	
60	23.5	25	1.5	



La prueba 51 (tabla 56) tuvo una separación muy cercana al volumen inicial de salmuera. El volumen de emulsión S/C se mantuvo estable durante toda la prueba. La salmuera separada estuvo libre de micro emulsiones de crudo.

**Tabla 56:** Prueba de compatibilidad 51: Formulación 16

<b>(F16)</b> Salmuera KCl 9.1 ppg, 0.1 %V Solvente Mutual, 0.25 %V Demulsificante, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas A, 0.5 %V Inhibidor de Arcillas B, 0.1 %V Biocida, 0.1 %V Anticorrosivo				
Mezcla	75 %	25 %	Emulsión	
Tiempo (min)	Salmuera (mL)	Crudo (mL)	S/C (mL)	C/S (mL)
0	36	12.5	1.5	
15	36	12.5	1.5	
30	36	12.5	1.5	
45	36	12.5	1.5	
60	36	12.5	1.5	



La formulación 16 (para detalle ver tabla 3) tuvo una separación regular de 89.33 %. Además, se formaron micro emulsiones de crudo por la disminución de concentración de solvente.

### **3.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN**

Los criterios de selección de fluidos de completación se determinaron según su disponibilidad en Ecuador, densidad y compatibilidad con fluidos de la formación.

#### **3.3.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN SEGÚN COMPATIBILIDAD CON LOS FLUIDOS DE LA FORMACIÓN**

Cuando se trabaja en formaciones con crudos pesados, y se requiera reducir la viscosidad del crudo para mejorar su movilidad, se puede utilizar una salmuera base KCl con solvente mutual y demulsificante. Con esto se logra mejorar la movilidad del crudo.

El crudo pesado al mezclarse con la salmuera base KCl más solvente mutual al 0.50 %V, tiende a formar emulsiones tanto S/C como micro emulsiones C/S. Para evitar este problema se debe adicionar anti emulsionante en concentraciones mayores a las del solvente mutual. A su vez, se pueden utilizar salmueras de formiato como se indica en el capítulo 1.

Cuando se presenten micro emulsiones de crudo en salmuera, es recomendable utilizar la salmuera base KCl mezclada con concentraciones inferiores a 0.25 %V de demulsificante. El exceso de la concentración este aditivo provoca que el problema de micro emulsiones sea más frecuente.

Para el crudo pesado se debe usar una salmuera base KCl de 8.4 ppg de densidad, más solvente mutual al 0.10 %V. Esta salmuera ayuda a tener un nivel de separación de 92.00 % y sobre todo que la salmuera separada esté libre de micro emulsiones de crudo.

Otra opción para el caso mencionado anteriormente, es usar una salmuera base KCl de 8.4ppg, adicionada 0.10 %V de demulsificante. El nivel de separación es mayor y de igual manera es libre de micro emulsiones de crudo. Al aumentar la concentración del demulsificante a 0.25 %V existe una separación óptima, sin embargo, se forman micro emulsiones de crudo, lo cual se puede contrarrestar adicionando solvente mutual en una concentración de 0.10 %V.

Una opción de fluido de completación viable es usar agua fresca cuya densidad es 8.33 ppg y no está libre de contaminantes. A esta agua se le mezclan aditivos en concentraciones bajas (alrededor de 0.10 %V), excepto por las concentraciones de los inhibidores de arcilla, que deben ser mayores

(para detalle ver tablas 3, 45, 46 y 47). El fluido al no tener una sal presente minimiza el riesgo de formar precipitados, mejora en considerable cantidad la separación crudo - salmuera. Se debe tomar en cuenta que con esta densidad se puede obtener una presión de máximo 3730 psi. La formación de micro emulsiones podría afectar a las operaciones, para evitar este inconveniente se puede aumentar la concentración de solvente o usar una salmuera monovalente como se indica en el punto 1.5.3.2.

Una opción viable para separación y evitar la presencia de micro emulsiones de crudo es utilizar una salmuera base KCl de 9.1 ppg de densidad. A esta salmuera se le adiciona solvente mutua, demulsificante, inhibidor de arcillas, biocida y anticorrosivo (para detalle de concentraciones ver tabla 3). Además, sirve para tener presiones entre 4022 psi y 4826 psi, según las profundidades de pozos de la Cuenca Amazónica.

### **3.3.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN SEGÚN LA DENSIDAD**

El valor mínimo de densidad de un fluido de completación es de 8.4 ppg para pozos depletados, es decir con baja presión y baja permeabilidad. Esta densidad antes mencionada se puede conseguir con el uso de cualquier sal. Según las profundidades de pozos de Ecuador, se puede conseguir un rango de presiones entre 3730 psi y 4476 psi, con dicha densidad.

Para controlar presiones entre:

- 4287.4 psi y 5144.88 psi utilizar cloruro de potasio.
- 4420 psi y 5304 psi, utilizar cloruro de sodio.
- 5083 psi y 6099.60 psi, utilizar cloruro de calcio.
- 4862 psi y 5834.40 psi, utilizar formiato de sodio.

Los valores se obtuvieron a partir de la ecuación 1, para detalle de cálculos ver anexo 4.

Mientras mayor es la densidad de la salmuera, mejor es la separación de fluidos, lo cual hace más eficiente a dicha salmuera.

## **4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## **4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **4.1 CONCLUSIONES**

- El uso de agua fresca de densidad 8.33 ppg ayudó a obtener buenos niveles de separación, y mejoraron al aumentar la densidad a 8.4 ppg con la mezcla de KCl más aditivos químicos.
- Al someter al agua fresca, al crudo y la salmuera a condiciones de temperatura del reservorio se logró reducir la viscosidad del crudo mejorando su movilidad. Adicionalmente se obtuvieron resultados más exactos de la eficiencia de la salmuera.
- De los resultados de compatibilidad se determinó que, para el crudo extraído, 5 formulaciones fueron eficientes para separación de crudo y salmuera que alcanzaron valores de separación superiores a 90% y se podrían utilizar en un pozo.
- Los cálculos de valores de presión hidrostática sirvieron para establecer rangos de presiones que se pueden conseguir con las salmueras preparadas en Ecuador, utilizando valores referenciales de profundidades de los pozos.
- A partir de los resultados de pruebas de compatibilidad y cálculos de presión hidrostática se determinaron los criterios de selección de fluidos de completación, que servirán como guía para seleccionar un fluido eficiente que prevenga el daño de formación.

## 4.2 RECOMENDACIONES

- Seguir los criterios expuestos y relacionarlos con las propiedades del pozo donde se requiera realizar una completación. Al seguir estos criterios se logrará prevenir daño de formación, proteger las herramientas de fondo y alargar la vida productiva del pozo.
- Realizar pruebas de compatibilidad del fluido de completación con núcleos extraídos de la formación, para saber la interacción entre roca y fluido.
- Plantear formulaciones que involucren mezclas de dos o más sales base con el fin de aumentar la densidad de la salmuera, mejorar el rendimiento y la separación según sea requerido.
- Someter a las muestras de crudo y salmuera a condiciones de presión y temperatura simultáneamente, para poder obtener resultados afines a las condiciones del reservorio. Dichos resultados servirán para seleccionar un fluido de completación, basado en su comportamiento en fondo.
- Realizar un análisis toxicológico a los fluidos de completación que se deseen usar, con el fin de determinar riesgos para el ambiente y la salud.

## **5. BIBLIOGRAFÍA**



## 5. BIBLIOGRAFÍA

- AAPG WIKI. (8 de febrero de 2018). *Drilling fluid*. Obtenido de [http://wiki.aapg.org/Drilling\\_fluid](http://wiki.aapg.org/Drilling_fluid)
- Abott, S., King, B., & Laing, C. (2009). *Manual de Fluidos Baroid*. Houston: Baroid.
- Arenivar, B., Martínez, G., & Rivera, L. (16 de enero de 2013). *Evaluación fisicoquímica de arcillas naturales existentes en el campo geotérmico de Berlín, Usulután y elaboración del diagnóstico de su comportamiento reológico durante la perforación de pozos geotérmicos*. Obtenido de <http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/2423>
- Arias, L. (26 de septiembre de 2011). *Estudio del fluido de completación y reacondicionamiento en pozos del Bloque Tarapoa para minimizar el daño de formación*. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4085>
- Cabot (2012) *Manual Técnico de Formiatos* Cap. 12.
- Comunidad Petrolera. (15 de mayo de 2009). *Reacondicionamiento de pozo*. Obtenido de <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/reacondicionamiento-de-pozos-petroleros.html>
- Condit, G. (28 de julio de 2009). *Análisis de un Fluido de Completación y Reacondicionamiento de Pozos para Determinar si Previene el Daño de Formación en los Campos Fanny y Dorine*. Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/6172?mode=full>
- COSMOS. (10 de febrero de 2018). *Información Técnica y Comercial del Formiato de sodio*. Obtenido de <https://www.cosmos.com.mx/wiki/formiato-de-sodio-4bfg.html>
- Dake, L. (2002). *Fundamentals of reservoir engineering*. Obtenido de [http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/Fundamentals%20of%20Reservoir%20Engineering%20\(L.P.%20Dake\).pdf](http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/Fundamentals%20of%20Reservoir%20Engineering%20(L.P.%20Dake).pdf)
- Davidson, E., & Stewart, S. (1997). *Open Hole Completions: Drilling Fluid Selection*. Obtenido de <https://doi.org/10.2118/39284-MS>
- González, J. M. (2014). *Daño a la formación en pozos petroleros*. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/4228/tesis%20.pdf?sequence=1>
- Halliburton. (10 de febrero de 2018). *Completion Fluids*. Obtenido de <http://www.halliburton.com/en-US/ps/baroid/fluid-services/reservoir-fluids-solutions/completion-fluids/default.page>
- Jeu, S., Foreman, D., & Fisher, B. (2002). *Systematic Approach to Selecting Completion Fluids for Deepwater Subsea Wells Reduces Completion Problems*. Houston: TX.
- King, G. (14 de marzo de 2009). *Brines and Other Workover Fluids*. Obtenido de

[http://gekengineering.com/Downloads/Free\\_Downloads/Brines\\_fluids\\_and\\_filtration.pdf](http://gekengineering.com/Downloads/Free_Downloads/Brines_fluids_and_filtration.pdf)

Leal, T. (2013). *Manual de Completación*. Houston: Schlumberger.

López, M. (30 de enero de 2013). *Evaluación del comportamiento de un fluido de completación y reacondicionamiento formulado con agua de formación de los campos el Furrial y Morichal*. Obtenido de [ri.biblioteca.udo.edu.ve/handle/123456789/4376](http://ri.biblioteca.udo.edu.ve/handle/123456789/4376)

McCaffery, F. (1973). *The Effect of Wettability on Relative Permeability and Imbibition in Porous Media*. Calgary: University of Calgary.

Netwas Group Oil. (15 de octubre de 2017). *Completion Fluid Types*. Obtenido de <https://www.netwasgroup.us/fluids-2/completion-fluid-types.html>

Richards, T. (2010). *Manual Técnico de Formatos*. New York: ABOT CORPORATION.

Riker, R. (2012). *Fluid Design & Selection*. Houston : Halliburton.

Romero, H (2016). *Manual de Pruebas de Laboratorio CNPC-CCDC*

San Antonio Internacional. (10 de febrero de 2018). *Equipos de Workover*. Obtenido de <http://www.sanantoniointernacional.com/equipos/workover.html>

Schlumberger. (2 de febrero de 2018). *Salmuera*. Obtenido de <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/brine.aspx>

TETRA. (2017). *Engineered Solutions Guide for Clear Brine Fluids and Filtration*. Obtenido de <http://solutionsguide.tetratec.com/>

## **6. ANEXOS**

## 6. ANEXOS

### ANEXO 1 AGITADOR DE ALTA VELOCIDAD



SALMUERA

AGITADOR

## ANEXO 2 FILTRADO DE SALMUERA



CELDA  
CONTENEDORA DE  
FLUIDO A FILTRAR

SALMUERA FILTRADA

### ANEXO 3 BAÑO TÉRMICO KOEHLER



TAPA

INDICADOR  
DE  
TEMPERATURA

DE

CONTROLES PARA  
REGULAR LA  
TEMPERATURA

## ANEXO 4 CÁLCULOS DE PRESIÓN HIDROSTÁTICA

### **KCl**

**MW= 9.7 ppg**

**h<sub>1</sub>= 8500 ft**

$$Ph = 0.052 \times MW \times h [1]$$

$$Ph = 0.052 \times 9.7 \text{ ppg} \times 8500 \text{ ft}$$

$$Ph = 4287.4 \text{ psi}$$

**MW= 9.7 ppg**

**h<sub>2</sub>= 10200 ft**

$$Ph = 0.052 \times MW \times h [1]$$

$$Ph = 0.052 \times 9.7 \text{ ppg} \times 10200 \text{ ft}$$

$$Ph = 5144.88 \text{ psi}$$

### **NaCl**

**MW= 10 ppg**

**h<sub>1</sub>= 8500 ft**

$$Ph = 0.052 \times MW \times h [1]$$

$$Ph = 0.052 \times 10 \text{ ppg} \times 8500 \text{ ft}$$

$$Ph = 4420 \text{ psi}$$

**h<sub>2</sub>= 10200 ft**

$$Ph = 0.052 \times MW \times h [1]$$

$$Ph = 0.052 \times 10 \text{ ppg} \times 10200 \text{ ft}$$

$$Ph = 5304 \text{ psi}$$

### **CaCl<sub>2</sub>**

**MW= 11.5 ppg**

**h<sub>1</sub>= 8500 ft**

$$Ph = 0.052 \times MW \times h [1]$$

$$Ph = 0.052 \times 11.5 \text{ ppg} \times 8500 \text{ ft}$$

$$Ph = 5083 \text{ psi}$$

**MW= 11.5 ppg**  
**h<sub>2</sub>= 10200 ft**

$$Ph = 0.052 \times MW \times h [1]$$
$$Ph = 0.052 \times 10 \text{ ppg} \times 10200 \text{ ft}$$
$$Ph = 6099.6 \text{ psi}$$

**HCOONa**  
**MW= 11 ppg**  
**h<sub>1</sub>= 8500 ft**

$$Ph = 0.052 \times MW \times h [1]$$
$$Ph = 0.052 \times 11 \text{ ppg} \times 8500 \text{ ft}$$
$$Ph = 4862 \text{ psi}$$

**MW= 11 ppg**  
**h<sub>2</sub>= 10200 ft**

$$Ph = 0.052 \times MW \times h [1]$$
$$Ph = 0.052 \times 11 \text{ ppg} \times 10200 \text{ ft}$$
$$Ph = 5834.4 \text{ psi}$$