

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Aplicación de nuevas tecnologías usando agentes tensoactivos y reductores de tensión superficial para el fluido de completación en el campo Shushufindi-Ecuador.

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo la obtención del Título de:

**Magister en Petróleos con Mención en Recobro por
Inyección de Agua y Gas**

Presentado por:

Ing. Schettino Villalba José Ángel

Ing. Gallardo Pérez Marco Antonio

GUAYAQUIL - ECUADOR

2022

DEDICATORIA

A mis padres Marco, Margoth y mi hermano por su apoyo.

Finalmente, a mi familia por sus oraciones.

Marco Gallardo

AGRADECIMIENTO

Mi agradecimiento a Schlumberger por permitirme realizar la investigación mediante la utilización de sus facilidades y acceso a información para el desarrollo de este tema.

De igual manera, mis agradecimientos a mis profesores en especial a MSc Kenny Escobar y MSc Danilo Arcentales.

Finalmente, mi sincero agradecimiento al Ing. Francisco Carrión por su colaboración y enseñanza para el desarrollo de este trabajo.

Marco Gallardo

DEDICATORIA

A Dios todopoderoso por siempre brindarme salud y a mi madre celestial por cuidarme en cada momento de mi vida.

A mis padres el Dr. José Schettino y la Dra. Jannet Villalba lo cuales son mi pilar fundamental y mis ejemplos por seguir para seguir formándome como profesional y persona.

A mis Hermanas y mi sobrina las cuales siempre me dan motivación en mejorar académicamente

Y finalmente al amor de mi vida la Ing. Verónica Rodríguez que siempre está a mi lado apoyándome en todas mis decisiones.

Ángel Schettino

AGRADECIMIENTO

Mi agradecimiento a la empresa SCHLUMBERGER del Ecuador la cual me ha permitido desarrollar este trabajo investigativo mediante el uso de sus instalaciones.

Al MSc. Danilo Arcentales y MSc. Kenny Escobar los cuales siempre estuvieron apoyándome en este camino para alcanzar la meta deseada y por su valiosa amistad.

Finalmente, mi mayor agradecimiento a mi tutor y Gerente el Ing. Francisco Carrión gracias a su valiosa guía, tutorías y colaboración se pudo plasmar esta investigación.

Ángel Schettino

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; José Ángel Schettino Villalba, Marco Antonio Gallardo Pérez y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

José Ángel Schettino
Villalba

Marco Antonio
Gallardo Pérez

EVALUADORES

.....

Nombre del Profesor

PROFESOR DE LA MATERIA

.....

Nombre del Profesor

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

Este estudio se encaminó en el diseño de un fluido tensoactivo en donde se acogieron muestras de crudo del campo Shushufindi, y se realizaron análisis de fluidos y pruebas de compatibilidad del fluido de completación. La metodología fue experimental apoyada en ensayos de laboratorio usando la norma API RP42 (Anexo), se preparó el fluido de completación con diferentes formulaciones. Se comprobó una concentración adecuada tanto de agentes tensoactivos como reductores de tensión superficial para el diseño del fluido de completación en las diferentes arenas productoras presentes en el campo Shushufindi.

Con el estudio de la naturaleza química de la roca se pudo entender la composición mineralógica del reservorio (Pruebas realizadas a cores mediante SEM) lo cual permitió diseñar un fluido de control con concentraciones idóneas lo cual permitirán reducir un posible daño de formación.

Las diferentes pruebas de laboratorio realizadas aplicando variaciones en las concentraciones de las nuevas tecnologías para el diseño del fluido de completación nos permitió evaluar la sinergia del fluido en interacción con las diferentes muestras de crudo de los pozos del campo Shushufindi, sobresaliendo los resultados de la Prueba#4 Formulación #2 y Formulación#4 como las más idóneas.

Finalmente se pudo obtener una formulación que brinda una compatibilidad entre el fluido de control y el fluido de arena productoras del reservorio, dicha formulación permitirá a la empresa de servicios SCHLUMBERGER DEL ECUADOR aplicarla para mejorar sus intervenciones en las operaciones en el campo Shushufindi.

Palabras Clave: tensoactivos, fluido de completación, compatibilidad, depletadas

ABSTRACT

This study focused on the design of a surfactant fluid where oil samples from the Shushufindi field were collected, where completion fluid analyzes were performed in addition to completion fluid compatibility testing. The methodology was experimental supported by laboratory tests and analyzes using the API RP42 standard (Annex), the completion fluid was prepared with different formulations. An adequate concentration of both surfactants and surface tension reducers was verified for the design of the completion fluid in the different producing sands present in the Shushufindi field.

With the study of the chemical nature of the rock, the mineralogical composition of the reservoir can be understood (tests carried out on cores by SEM), which allowed the design of a control fluid with suitable concentrations, which will reduce possible formation damage.

The different laboratory tests carried out applying variations in the concentrations of the new technologies for the design of the completion fluid allowed us to evaluate the synergy of the fluid in interaction with the different samples of crude oil from the wells of the Shushufindi field, with the results of the test standing out. #4 Formulation #2 and Formulation #4 as the most suitable.

Finally, a formulation can be obtained that provides compatibility between the control fluid and the reservoir-producing fluids-sands, this formulation will allow the service company SCHLUMBERGER DEL ECUADOR to apply it to improve its interventions in the Shushufindi field operations.

Keywords: *completion, surfactants, completion fluid, compatibility, sold out.*

ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES	7
RESUMEN	I
ABSTRACT	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS	VI
SIMBOLOGÍA.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	X
CAPÍTULO 1	1
1. Introducción	1
1.1 Delineación del problema	1
1.2 Justificación del problema	2
1.3 Objetivos	2
1.3.1 Objetivo General.....	2
1.3.2 Objetivos Específicos.....	3
1.4 Marco teórico	3
1.4.1 Particularidades de los reservorios	3
1.4.2 Franjas de baja presión	3
1.4.3 Fluidos de completación	4
1.4.4 Fluido de completación	5
CAPÍTULO 2	8
2. Metodología	8
2.1 Universo y muestra	8
2.2 Compilación de información	8
2.3 Información: Proceso y análisis	9

2.4	Análisis de agua: Prueba.....	9
2.5	Prueba para Análisis de Micro Emulsiones	9
2.6	Ejecución del trabajo	12
2.6.1	Intención de la prueba	12
2.6.2	Equipo	12
2.6.3	Productos para el fluido de completación.....	13
2.6.4	Procedimiento de análisis de agua fresca.....	13
2.6.5	Parámetros por considerar en la prueba de compatibilidad	16
2.6.6	Proceso para prueba de compatibilidad.....	17
CAPÍTULO 3		18
3.	NATURALEZA DE LA ROCA INTERACTUANDO CON LA QUÍMICA DEL FLUIDO DE CONTROL.....	18
3.1	Naturaleza química de la roca	18
3.2	Mecanismo de Daño de Formación.....	19
3.3	Geometría de Poro Y mineralogía mediante SEM (Microscopia Electrónica de barrido) del campo Shushufindi	20
3.3.1	Descripción del Análisis SEM (Microscopia Electrónica de barrido)	23
3.4	Criterios de Selección de un fluido de Control.....	25
CAPÍTULO 4		27
4.	RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	27
4.1	FODA de las nuevas tecnologías - agentes tensoactivos y reductores de tensión superficial	27
4.2	Pruebas de Campo sobre la aplicabilidad de las nuevas tecnologías - agentes tensoactivos y reductores de tensión superficial	28
4.2.1	Análisis del agua.....	28
4.2.2	Pruebas de compatibilidad.....	31
4.2.3	Resultados Pruebas TURBISCAN (Análisis de Micro Emulsiones)	53
CAPÍTULO 5.....		56

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	56
5.1 Conclusiones.....	56
5.2 Recomendaciones.....	57
BIBLIOGRAFÍA.....	59

ABREVIATURAS

AT	Agua Turbia
AC	Agua clara
API	American Petroleum Institute
BS	Retrodispersión
BFPD	Barriles Fluido por día
BHST	Bottom high sub surfase temperature
BI	Buena Interfase
BPPD	Barriles de petróleo por día
Bsw	Basic Sediment Water
BAPD	Barriles de agua por día
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
FC	Fluido de Control
MI	Mala Interfase
TSI	TURBISCAN Stability Index
TD	Total depth

SIMBOLOGÍA

Rpm	Revoluciones por Minuto
MI	Mililitros
Ppm	Partes por Millón
Lpb	Libras por Barril
Lpg	Libras por Galon
T	Transmision
Temp	Temperatura
°F	Farenhei
°C	Centigrados
Bbl	Barriles
PSI	Pounds per Square Inch.
In	Pulgadas
Ft	Pies

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1: Clasificación: fluidos de completación (Mantilla, 2022).....	4
Figura 1-2: Elementos al seleccionar un fluido de completación (Autores).....	5
Figura 1-3 Representación esquemática y orientación de los surfactantes (Silva,1991).	6
Figura 2-1 Procedimiento para realizar medición (Hach Company, 2013).....	14
Figura 2-2: Procedimiento medición PH (Manual Barnant Modelo 20)	15
Figura 2-3 Medidor de pH (Autores).....	15
Figura 2-4 Ejemplo de interfase (Taquez, 2019).....	16
Figura 2-5 Ejemplo de adherencia de petróleo (Taquez, 2019).....	16
Figura 2-6 Ejemplo color de fase acuosa (Taquez, 2019)	16
Figura 2-7: Proceso para prueba compatibilidad (Norma API RP42-Anexo).....	17
Figura 3-1: Interacción roca-fluido (CIVAN, 2006).....	18
Figura 3-2: Daños de formación (Duarte, Amoroch, & Charry, 2016)	19
Figura 3-3: Muestra M2 – SSFF-15 (9165') (Autores).....	23
Figura 3-4: Criterios para fluido de control (Autores)	25
Figura 4-1: FODA de las nuevas tecnologías y agentes tensoactivos y reductores de tensión superficial (Autores).....	27
Figura 4-2: Inicio Prueba #1 (Autores).....	33
Figura 4-3: Final Prueba #1 (Autores)	34
Figura 4-4: Final Prueba #2 (Autores)	37
Figura 4-5: Final Prueba #3 (Autores)	40
Figura 4-6: Prueba #4 SHS – 64 US (Autores).....	43
Figura 4-7: Prueba #4 SHS – 199UI (Autores)	44
Figura 4-8: Prueba #4 SHS – 151UI (Autores)	45
Figura 4-9: Prueba #4 SHS – 178TS (Autores)	47
Figura 4-10: Prueba #4 SHS – 088 US+UI+TS+TI (Autores).....	48
Figura 4-11: Prueba #4 SHS – 203 TI (Autores).....	49
Figura 4-12: Prueba #4 SHS – 153 (Autores).....	51
Figura 4-13: Prueba #4 SHS – 205 (Autores).....	52
Figura 4-14: Prueba #4 SHS – 205 (Autores).....	54
Figura 4-15: Delta Transmission & Backscattering – Muestra #4 50% FC – 50% CRUDO (Autores)	54

Figura 4-16: Delta Transmission & Backscattering – Muestra #4 50% FC – 50% CRUDO (Autores)54

Figura 4-17: TSI TURBISCAN Stability Index (Autores)55

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1: Funciones al seleccionar un fluido de completación (Mantilla, 2022).....	4
Tabla 2-1: Procedimiento uso equipo TURBISCAN (Autores)	12
Tabla 2-2 Productos para pruebas (Autores).....	13
Tabla 3-1: Lista de 11 muestras recibidas y tamaños de los núcleos recibidos (Autores)	20
Tabla 3-2: Resumen de la mineralogía y de las gargantas de poro de las muestra analizadas (Autores)	22
Tabla 4-1: Pruebas químicas del agua fresca (Autores).....	28
Tabla 4-2: Pruebas al agua fresca (Autores)	29
Tabla 4-3: Pruebas HACH DR-900 (Autores)	30
Tabla 4-4: Pruebas químicas del agua de formación (Autores)	30
Tabla 4-5: Medición del pH del agua de formación (Autores)	30
Tabla 4-6: Prueba NTU turbidez aguas de formación (Autores)	31
Tabla 4-7: Pruebas HACH DR-900 (Autores)	31
Tabla 4-8: Muestra Prueba #1 (Autores)	32
Tabla 4-9: Formulaciones Fluido de Control Prueba #1 (Autores)	32
Tabla 4-10: Caracterización Simple Muestra (Autores)	33
Tabla 4-11: Medición de turbidez Prueba #1 (Autores).....	33
Tabla 4-12: Tiempo de Medición Prueba #1 (Autores)	34
Tabla 4-13: Nomenclatura de las Características Prueba #1 (Autores)	34
Tabla 4-14: Características de la Prueba #1 (Autores)	35
Tabla 4-15: Muestra Prueba #2 (Autores)	35
Tabla 4-16: Fluidos Prueba #2 (Autores).....	36
Tabla 4-17: Caracterización Simple Prueba #2 (Autores).....	36
Tabla 4-18: Tiempo de Medición Prueba #2 (Autores)	37
Tabla 4-19: Nomenclatura de las Características Prueba #2 (Autores)	37
Tabla 4-20: Características de la Prueba #2 (Autores)	38
Tabla 4-21: Muestra Prueba #3 (Autores)	38
Tabla 4-22: Fluidos Prueba #3 (Autores).....	39
Tabla 4-23: Caracterización Simple Prueba #3 (Autores).....	39
Tabla 4-24: Tiempo de Medición Prueba #3 (Autores)	40
Tabla 4-25: Nomenclatura de las Características Prueba #3 (Autores)	40

Tabla 4-26: Características de la Prueba #3 (Autores)	41
Tabla 4-27: Muestra Prueba #4 (Autores)	41
Tabla 4-28: Fluidos Prueba #4 (Autores).....	42
Tabla 4-29: Caracterización Simple Prueba #4 (Autores)	42
Tabla 4-30: Tiempo de Medición Prueba #4 SHS – 64 US (Autores)	43
Tabla 4-31: Nomenclatura de las Características Prueba #4 SHS – 64 US (Autores) ..	43
Tabla 4-32: Características de la Prueba #4 SHS – 64 US (Autores)	44
Tabla 4-33: Tiempo de Medición Prueba #4 SHS – 199UI (Autores).....	44
Tabla 4-34: Nomenclatura de las Características Prueba #4 SHS – 199UI (Autores)..	45
Tabla 4-35: Características de la Prueba #4 SHS – 199UI (Autores)	45
Tabla 4-36: Tiempo de Medición Prueba #4 SHS – 151UI (Autores).....	46
Tabla 4-37: Nomenclatura de las Características Prueba #4 SHS – 151UI (Autores)..	46
Tabla 4-38: Características de la Prueba #4 SHS – 151UI (Autores)	46
Tabla 4-39: Tiempo de Medición Prueba #4 SHS – 178TS (Autores).....	47
Tabla 4-40: Nomenclatura de las Características Prueba #4 SHS – 178TS (Autores).	47
Tabla 4-41: Características de la Prueba #4 SHS – 178TS (Autores)	48
Tabla 4-42: Tiempo de Medición Prueba #4 SHS – 088 US+UI+TS+TI (Autores)	48
Tabla 4-43: Nomenclatura de las Prueba #4 SHS – 088 US+UI+TS+TI (Autores)	49
Tabla 4-44: Características de la Prueba #4 SHS – 088 US+UI+TS+TI (Autores).....	49
Tabla 4-45: Tiempo de Medición Prueba #4 SHS – 203 TI (Autores)	50
Tabla 4-46: Nomenclatura de las Características Prueba #4 SHS – 203 TI (Autores) ..	50
Tabla 4-47: Características de la Prueba #4 SHS – 203 TI (Autores).....	50
Tabla 4-48: Tiempo de Medición Prueba #4 SHS – 153 (Autores)	51
Tabla 4-49: Nomenclatura de las Características Prueba #4 SHS - 153 (Autores)	51
Tabla 4-50: Características de la Prueba #4 SHS – 153 (Autores).....	52
Tabla 4-51: Tiempo de Medición Prueba #4 SHS – 205 (Autores)	52
Tabla 4-52: Nomenclatura de las Características Prueba #4 SHS - 205 (Autores)	53
Tabla 4-53: Características de la Prueba #4 SHS – 205 (Autores).....	53

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Delineación del problema

El campo Shushufindi-bloque 57, cuenta con pozos maduros cuyos principales reservorios productores son: Arenisca U y T Inferior de la Formación Napo, las cuales están constituidas por arenas consolidadas, pero ya depletadas. Un inadecuado diseño de fluido puede originar un daño a la formación, el cual va involucra aumento de costos y posterior pérdida de producción dichos reservorios cuentan con soporte de acuífero lateral. (Taquez, 2019)

El principal problema del campo es la compatibilidad de los fluidos de control con los fluidos del reservorio, al tener una disminución de la producción de los pozos en los que se realizan los trabajos de workover. Estos problemas pueden ser relacionados a la formación de emulsiones y micro emulsiones así como incompatibilidades que dañaran el reservorio. (Schlumberger del Ecuador S.A, 2022)

Los pozos de Shushufindi se caracterizan por ser corrosivos e incrustantes, lo que involucra diversos tratamientos físicos y químicos que alarguen la vida del pozo, entre estos tratamientos cuentan los trabajos de workover donde interviene el fluido de control. Cuando se hacen los workover los pozos disminuyen su producción, por consecuencia es importante diseñar un fluido de control con concentraciones idóneas, para evitar la formación de emulsiones/micro emulsiones que bloqueen los espacios porosos y permeables de la arena productora, lo que creará un daño adicional al reservorio, que se representará en la caída de producción diaria de petróleo.

El problema por resolver es la compatibilidad de fluidos de control con fluidos de los diferentes yacimientos productores definidos en el campo, esta problemática se va a satisfacer de la siguiente manera:

1. Se seleccionan los productos químicos de nueva tecnología que se aplicarán en la formulación.
2. Se va a realizar el muestreo de los diferentes pozos definidos para este estudio y con dichas muestras su posterior ensayo en el Laboratorio hasta encontrar la interacción adecuada entre fluido de control con el fluido del reservorio y arenas productoras.
3. Se analizan resultados de pruebas en laboratorio y a partir de ahí se determinarán que concentraciones son idóneas para utilizar en los diferentes reservorios del campo Shushufindi.

1.2 Justificación del problema

La aplicación de nuevas tecnologías en la formulación de fluidos de completación brinda una alternativa nueva y diferente para mejorar las condiciones productivas de los pozos y a su vez la vida del reservorio del campo. A lo largo del historial de producción del campo se ha manifestado una considerable disminución en los caudales de producción de los pozos una vez que son reincorporados luego de su workover.

Estos problemas son causados por la no compatibilidad de los fluidos de completación en sinergia con los fluidos de los reservorios productores que a su vez se ve reflejado en el daño de formación traducido en la disminución de producción. Por tal razón es fundamental la realización de diferentes tipos de pruebas de laboratorio con la finalidad de poder determinar dosificaciones idóneas del fluido de control que estará en contacto con los fluidos del reservorio y arenas productoras de cada pozo a intervenir. Es importante la evaluación previa del agua y el fluido de control los cuales deben ser evaluados en los siguientes parámetros: pH, contenido de hierro, contenido de calcio, contenido de sólidos.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Diseñar un fluido de control con el uso de anti emulsionantes y reductores de tensión superficial catalogados como nuevas tecnologías, para la disminución de daño de formación.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Diagnosticar la problemática actual que atraviesa la tasa de producción debido a falta de compatibilidad entre fluido de control y los fluidos de reservorios y arenas productoras de los pozos del campo Shushufindi mediante la utilización de la herramienta denominada FODA.
2. Probar diversos productos químicos y sus concentraciones para la evaluación de su compatibilidad y sinergia con los reservorios del campo Shushufindi.
3. Diseñar formulaciones en laboratorio para obtener las concentraciones idóneas del fluido de control para las diferentes arenas productoras presentes en el campo Shushufindi.
4. Comprobar la eficiencia de los fluidos de control en los trabajos de Workover.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Particularidades de los reservorios

La calidad del reservorio está en “T inferior”, el cual presentan excelentes propiedades petrofísicas. “La arenisca T inferior es cuarzosa de grano medio a grueso, variando ocasionalmente a fino, tiene estratificación cruzada y buena porosidad, presenta un importante contenido de feldespatos alcalinos” (Barragán, y otros, 2004).

“La arenisca U inferior presenta características de grano grueso, bastante limpias, cuarzosas con estructura homogénea, grano decreciente a creciente, su ambiente de depositación es similar al de T inferior presentando muy buenas características como reservorio” (Barragán, y otros, 2004).

1.4.2 Franjas de baja presión

Durante el periodo de extracción de hidrocarburos, varias regiones productoras han presentado cambios en relación con la presión inicial del reservorio, comúnmente llamadas depletadas son encontradas en yacimientos donde se ha producido petróleo. (Taquez, 2019)

Las areniscas depletadas se asocia con las presiones subnormales, que se encuentran en áreas en el que “las presiones porales son bajas que la presión hidrostática” (Instituto Americano del Petróleo, 2014).

1.4.3 Fluidos de completación

Para Mantilla “aquellos fluidos que se bombean o se hacen circular dentro del hoyo en el momento de realizar operaciones de control de pozo, limpieza, taponamiento, cañoneo, evaluación y completación”. (Mantilla, 2022)

Funciones	Características
1. Proveer Medios para la Suspensión y Transporte de Sólidos dentro del Pozo.	1. Contenido de Sólidos.
2. Facilitar Evaluación de Formación y Producción o Inyección de Fluido.	2. Características Relacionadas con Viscosidad.
3. Facilitar la Integridad y Servicio a Largo Plazo del Pozo	3. Productos de Corrosión.
	4. Consideraciones Mecánicas.
	5. Beneficio Económico.

Tabla 1-1: Funciones al seleccionar un fluido de completación (Mantilla, 2022)

Según su homogeneidad	Segun su componente inicial
<ul style="list-style-type: none"> • Fluidos con sólidos en suspensión • Fluidos sin sólidos en suspensión 	<ul style="list-style-type: none"> • Agua salada • Agua salada producida en campo (agua de formación)

Figura 1-1: Clasificación: fluidos de completación (Mantilla, 2022)



Figura 1-2: Elementos al seleccionar un fluido de completación (Autores)

1.4.4 Fluido de completación

1.4.4.1 Agentes tensoactivos

Se crea una interfase al unirse los líquidos inmiscibles como el agua y el petróleo que actúa como una película que previene la mezcla de los líquidos. (Álvarez, 2012)

1.4.4.2 Surfactantes

Se define como un agente tensoactivos al compuesto que permite mantenerse viables en agua y aceite, poseen paridad al aceite (hidrófoba) y con afinidad al agua (hidrófila). (Enríquez, 2016)

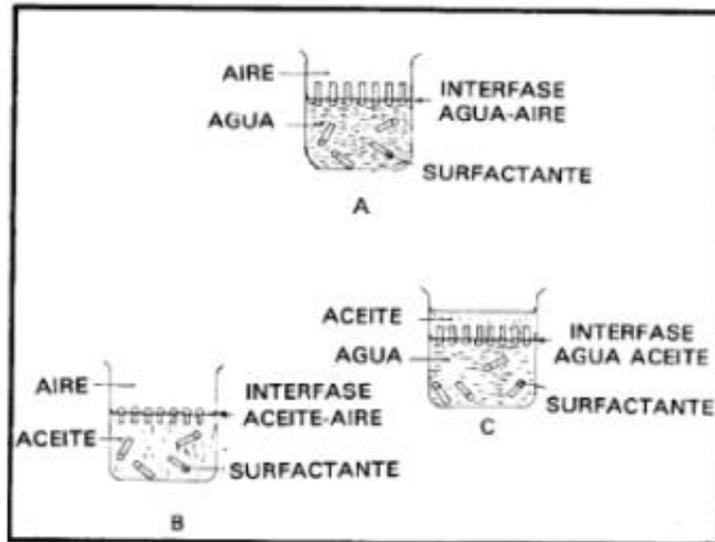


Figura 1-3 Representación de los surfactantes (Silva,1991)

Berrú, (2016) en su estudio indica que se pueden tratar diferentes tipos de daño de formación como:

1. Restricción al flujo debido a altas tensiones entre los fluidos
2. Formación mojada por petróleo
3. Bloqueo por emulsiones viscosas
4. Bloqueo por Agua

1.4.4.3 Tipos de surfactantes

(Cisneros, 2017) menciona cuatro grupos principales, dependiendo de la naturaleza soluble en agua. Estos son:

Aniónicos. - son moléculas orgánicas cuyo conjunto soluble en agua es cargado de manera negativa.

Catiónicos. - son moléculas orgánicas cuyo conjunto soluble en agua es cargado de manera positiva.

Los surfactantes no iónicos. - son moléculas orgánicas que no ionizan y por lo tanto permanecen sin carga.

Los surfactantes anfóteros. - son moléculas orgánicas cuyo grupo soluble en agua puede ser cargado positivamente, cargado negativamente, o sin carga, la carga real de un anfótero tensoactivo es dependiente del pH del sistema.

1.4.4.4 Solventes Mutuales

Estos tienen una apreciable solubilidad en aceite como agua, ayudan a reducir la tensión interfacial y actúan como solventes a la vez son idóneos de remover material oleoso. Estos solventes ayudan a disminuir la saturación de agua en el pozo y la tensión superficial. (Berrú, 2016)

1.4.4.5 Inhibidor de corrosión

Son polímeros muy necesarios, su propósito es “ayudar a proteger la tubería y presentan una propiedad de adsorción en superficies sólidas, tienen una función adicional que es disminuir la velocidad de reacción de los fluidos” al entrar en contacto con el acero ya que estos no eliminan la corrosión. (Berrú, 2016)

1.4.4.6 Bactericidas

Berrú, (2016) en su estudio define “sustancia química usada para controlar el desarrollo de microorganismos, diseñados para reducir o eliminar el desarrollo de bacterias que pueden provocar un gran problema para las operaciones de perforación, reacondicionamiento y completación de un pozo petrolero” (pág. 30).

1.4.4.7 Inhibidor de arcilla

Para hacer estabilizar las formaciones arcillosas reactivas al agua por medio de la inhibición del hinchamiento y la dispersión de los minerales arcillosos de la piedra, se usan agentes químicos ya que dichos interactúan con la composición de la piedra para consumir su funcionalidad de letificar o detener su hinchamiento, hidratación realizando un cambio catiónico entre el fluido de control y las arcillas. (Corrales, 2013)

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

El presente proyecto es de tipo descriptivo cualitativo experimental ya que se realizaron pruebas de laboratorio de compatibilidad en la compañía de Schlumberger aplicando la norma API 42 (Anexo), entre crudo de las diversas arenas productoras en interacción con las dosificaciones a evaluar, para conseguir una formulación de un fluido de control para cada arena productora del campo; de la misma manera, se descartarán productos químicos los cuales no generan una buena sinergia y así se evitara daños en la formación en las arenas productoras.

Además, se realizarán ensayos con el equipo de alta tecnología TURBISCAN, el cual evidenciará el comportamiento de la interacción entre productos químicos y la formación de micro emulsiones que puedan generarse una vez realizada la mezcla.

2.1 Universo y muestra

Está ajustado por las mezclas de las formulaciones de los diversos fluidos de control. La muestra actual incluye la elección de la composición idónea para una correcta concentración del fluido de control, aplicado para un determinado estrato productor del campo.

2.2 Compilación de información

Para la compilación de información se utilizaron manuales técnicos, guías de procedimientos, reportes de completación - Recaps del campo Shushufindi, Open Well y norma API 42 (Anexo), información proporcionada por la empresa SCHLUMBERGER. Entre esta información se contaba con el historial de trabajos previos, recomendaciones y procedimientos a seguir (concentraciones a utilizar).

2.3 Información: Proceso y análisis

Mediante la información y datos técnicos además de bibliografía de fluidos sintéticos, se evaluará la formulación de un fluido con las propiedades conseguidas para su comportamiento en los reservorios productores.

La información recolectada será sistematizada en tablas dinámicas para la construcción de gráficas con sus respectivas tendencias, lo cual nos proporcionará una mejor comprensión, interpretación de los datos por medio de curvas, figuras y tablas estadísticas que nos van a ayudar a obtener mejores conclusiones y serán de uso exclusivo para la empresa SCHLUMBERGER.

2.4 Análisis de agua: Prueba

Esta prueba comprueba sus características básicas como: pH, turbidez, sólidos totales suspendidos y contenido de hierro según la norma API RP 13B-1, de manera que pueda ser utilizada y sus propiedades no alteren el resultado final en la preparación del fluido de control.

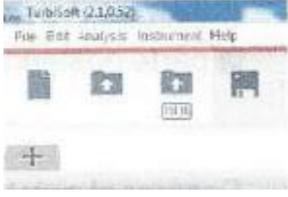
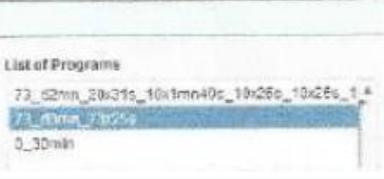
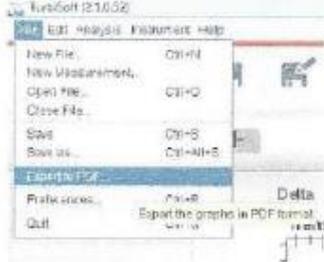
2.5 Prueba para Análisis de Micro Emulsiones

Para la realización de este análisis se utilizó el equipo TURBISCAN “es la primera tecnología patentada para analizar el mecanismo de desestabilización en medios dispersos concentrados y, por lo tanto, la única que ofrece pruebas de envejecimiento acelerado en los productos reales sin estrés” (Nanometrix, 2022)

El análisis de cinética de estabilidad proporciona un análisis eficiente y confiable de muestras y para ayudar a evaluar la calidad general de las formulaciones, se puede calcular un Índice de estabilidad de TURBISCAN, cuantificando la desestabilización con un solo número. (Nanometrix, 2022)

Schlumberger (2016), nos menciona los pasos para hacer uso del equipo:

#	DESCRIPCIÓN	IMAGEN
1	Conectar el equipo al regulador de voltaje y no directamente al tomacorriente para evitar daños debido a las variaciones de energía.	
2	Preparar la muestra del ensayo que será analizada (10 ml de fluido de control + 10 ml de crudo, previamente calentada a baño maría a 150°F durante 15 minutos). <ul style="list-style-type: none"> Fotografiar la botella rotulada antes de ser introducida al equipo. 	
3	Encender el TURBISCAN con el botón (parte posterior del equipo).	
4	Esperar el auto test del equipo.	
5	Esperar el ajuste de temperatura que el equipo, que se encuentra previamente seteado a 50°C. No manipular las opciones de configuración del equipo.	
4	Una vez que el equipo alcance la temperatura seteada abrir la tapa del equipo presionando el último botón de la pantalla de configuraciones <ul style="list-style-type: none"> No abrir/ cerrar el equipo manualmente. 	
5	Colocar la botella de compatibilidad previamente preparada en el paso # 2) con su respectiva tapa hacia la parte de atrás como se indica en la fotografía.	
6	Cerrar el equipo.	

7	En el computador, abrir el icono del programa "TURBISOFT (2.1.0.52).	
8	Click en "ANALYSIS"	
9	Click en "PROGRAM ANO ANALYSIS"	
10	Seleccionar el análisis ya programado "73_d0mn_73x23s"	
11	Click e "START". La prueba dura 30 minutos	
12	Finalizada la prueba abrir la tapa del equipo presionando el último botón de la pantalla de configuraciones	
13	<p>Retirar la botella de compatibilidad e inmediatamente fotografiar la muestra para adjuntarla en el reporte.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Para crear nueva carpeta de archivos: en la barra de herramientas dar click en "FILE", luego en "SAVE AS", después colocar un nombre representativo de la muestra y por último en "SAVE" • Para exportar los archivos con las gráficas: en la barra de herramientas dar click en "EXPORT TO PDF" • Seleccionar las gráficas que se desean desplegándolas hacia la derecha. 	

	<ul style="list-style-type: none"> • Una vez creado el archivo PDF guardarlo en un flash memory como archivo PDF para poder hacer uso de las gráficas. 	
--	---	---

Tabla 2-1: Procedimiento uso equipo TURBISCAN (Autores)

2.6 Ejecución del trabajo

2.6.1 Intención de la prueba

- Determinar la compatibilidad entre fluidos de completación y crudo mediante un método visual - cualitativo de los siguientes parámetros: Humectabilidad del Tope, Humectabilidad Base, Claridad del Agua, Velocidad Separación, Interface y Lodos Sedimento.
- Interacción entre productos químicos vs Crudo, confirmación de porcentajes de micro emulsiones a través del equipo TURBISCAN.

2.6.2 Equipo

El equipo por utilizar será de acuerdo con la norma API RP42 (Anexo):

- Baño termostático, Scientific, 0 - 200 ° F \pm 0.1 ° F.
- pHmetro, \pm 0.00 y Hach DR1900 Portable Spectrophotometer DR1900-01H.
- Embudo de separación
- Probeta de vidrio: 10 ml \pm 0.2 ml, 100 ml \pm 1 ml, 1000 ml \pm 50 ml
- Varilla de agitación
- Balanza digital Ohaus Compact
- Porta pipeta
- Pipeta de vidrio graduada, 10 ml \pm 0.2 ml, 5 ml \pm 0.1 ml, 1 ml \pm 0.02 ml
- Vaso de precipitación, 1000 ml \pm 50 ml, 500 ml \pm 1 ml

2.6.3 Productos para el fluido de completación

Los productos utilizados en el diseño del fluido de completación para el bloque Shushufindi fueron proporcionados por la empresa Schlumberger, el cual se los presenta en la tabla 2-2.

PRODUCTO	NOMBRE COMERCIAL
EGMBE SOLVENT	SOLVENTE MUTUAL
SAFE-BREAK 611	ANTI EMULSIFICANTE
ECF 1864	ANTI EMULSIFICANTE
SAFE BREAK PRIME	ANTI EMULSIFICANTE
FLOW BAK	REDUCTOR TENSIÓN SUPERFICIAL
KLACURE	INHIBIDOR DE ARCILLA
CARBOSAN 1516	BACTERICIDA
FORMIATO DE SODIO	SAL - HCOONa
(KCl 98%)	SAL - KCL

Tabla 2-2 Productos para pruebas (Autores)

2.6.4 Procedimiento de análisis de agua fresca

Se procedió a realizar medición de pH, turbidez, sólidos totales suspendidos y contenido de hierro según la norma API RP 13B-1.

Para realizar la medición de los diferentes tipos de análisis a los procedimientos se utilizó la siguiente medición a descripción, es importante mencionar que cada método es aplicable para una prueba específica. Para esto se trabajó con un instrumento denominado el HACH DR900 “Multiparameter Portable Colorimeter”.

Hach Company (2013), describe un modo para completar una medición utilizando HACH DR900:

1	Seleccione el programa aplicable del menú de programas (como programas guardados, programas de usuario, programas favoritos).
2	Pulse Inicio para iniciar el programa.
3	Prepare el blanco según el documento del método. Cierre la cubeta de la muestra y limpie las ópticas con un paño libre de pelusas.
4	Coloque la cubeta del blanco de muestra dentro del compartimento de cubetas. Asegúrese de colocar la cubeta del blanco de muestra en la orientación correcta y consistente para que los resultados sean aceptables y precisos.
5	Cierre la tapa del instrumento para evitar interferencias de luz.
6	Pulse Cero. La pantalla muestra una concentración de cero (como mg/L, ABS, $\mu\text{g/L}$).
7	Prepare la muestra. Agregue los reactivos como se especifica en el documento del método.
8	Seleccione Opciones>Iniciar temporizador para usar los temporizadores almacenados dentro del programa.
9	Cierre la cubeta de la muestra y limpie las superficies de las ópticas con un paño libre de pelusas.
10	Coloque la muestra dentro del compartimento de cubetas.
11	Cierre la tapa del instrumento para evitar interferencias de luz.
12	Pulse Leer. La pantalla muestra los resultados en las unidades seleccionadas.

Figura 2-1 Procedimiento para realizar medición (Hach Company, 2013)

2.6.4.1 Proceso para medir pH

Para medir el pH del fluido de perforación, se siguió el procedimiento que usa el medidor electrónico de pH. El equipo Barnant Modelo 20 provee valores (Cisneros, 2017) confiables, libre de interferencias. Para el proceso que se describe a continuación se ha tomado como referencia lo descrito en el Manual Barnant Modelo 20:

-
- a Obtener la muestra de fluido a probar y dejar que alcance la temperatura de 75 ± 5 ° F (24 ± 3 ° C).
-
- b Dejar que las soluciones amortiguadoras (Buffer) alcancen la misma temperatura que el fluido a probar. Para obtener una medida precisa del pH del fluido de la prueba, la solución amortiguadora y el electrodo de referencia deben estar a la misma temperatura. El pH de la solución amortiguadora indicado en la etiqueta del recipiente sólo es para 75 ° F (24 ° C). Para calibrar a otra temperatura, se debe usar el pH efectivo de la solución amortiguadora a esa temperatura. Tablas de valores del pH de la solución amortiguadora a diferentes temperaturas pueden ser obtenidas del fabricante y deberían ser usadas en el procedimiento de calibración.
- c Limpiar los electrodos – lavarlos con agua destilada y secar.
- d Colocar la sonda dentro de la solución amortiguadora de pH 7,0.
- e Activar el medidor, esperar 60 segundos para que la indicación se estabilice. Si la indicación del medidor no se estabiliza, consultar los procedimientos de limpieza.
- f Medir la temperatura de la solución amortiguadora de pH 7,0.
- g Fijar esta temperatura sobre el botón de "temperatura".
- h Fijar la indicación del medidor a "7,0" usando el botón de "calibración".
- i Enjuagar y secar la sonda.
- j Repetir las Etapas f. a i. usando una solución amortiguadora de pH 4,0 ó 10,0. Usar la solución de pH 4,0 para la muestra de bajo pH, o la solución de pH 10,0 para la muestra alcalina. Ajustar el medidor a "4,0" o "10,0" respectivamente, usando el botón de "temperatura".
- k Controlar de nuevo el medidor con la solución amortiguadora de pH 7,0. Si la indicación ha cambiado, fijarla de nuevo a "7,0" con el botón de "calibración". Repetir las Etapas f. a k. Si el medidor no se calibra correctamente, reacondicionar o reemplazar los electrodos de la manera indicada en los procedimientos de limpieza.
- l Si el medidor calibra correctamente, enjuagar y secar los electrodos. Colocar la muestra a probar. Esperar unos 60 segundos para que la indicación se estabilice.
- m Registrar el pH medido, junto con la temperatura de la muestra probada. Indicar si se probó el lodo o el filtrado.
- n Limpiar minuciosamente los electrodos, preparándolos para el próximo uso. Colocar dentro de una botella de almacenamiento, con el electrodo a través del tapón. Usar una solución amortiguadora de pH 7,0 o pH 4,0 para almacenar el electrodo. En general no se recomienda usar agua desionizada para almacenar el electrodo. NOTA: Siempre Mantener el electrodo sumergido en solución mientras no se esté utilizando. Si se almacena el medidor sin usar por mucho tiempo, quitarle las pilas.
- o Desactivar el medidor y cerrar la tapa para proteger el instrumento
-

Figura 2-2: Procedimiento medición PH (Manual Barnant Modelo 20)



Figura 2-3 Medidor de pH (Autores)

2.6.5 Parámetros por considerar en la prueba de compatibilidad

Se realizó la selección según su porcentaje de separación interface, color (fase acuosa) y adherencia del petróleo acuoso, lapso de separación y así determinar si el fluido de completación usado es óptimo. Su registro es según la visualización de la prueba.

- Interfase:



Figura 2-4 Ejemplo de interfase (Taquez, 2019)

- Para la Adherencia de petróleo:

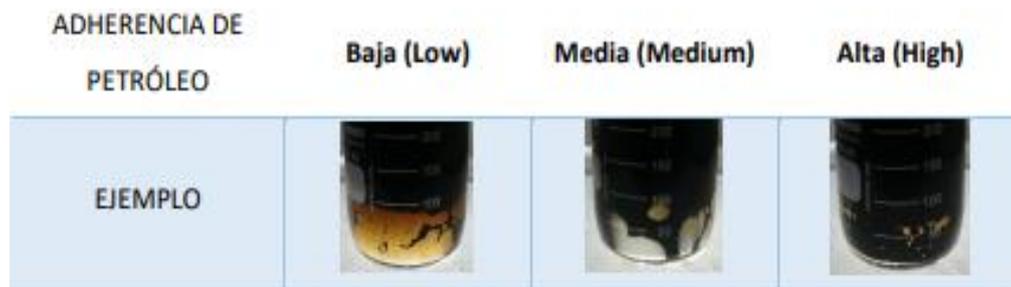


Figura 2-5 Ejemplo de adherencia de petróleo (Taquez, 2019)

- Color:



Figura 2-6 Ejemplo color de fase acuosa (Taquez, 2019)

2.6.6 Proceso para prueba de compatibilidad

De acuerdo con la norma API RP42 (Anexo):

PASOS	
1	Encender el baño termostático y ajustar la temperatura a 180 °F.
2	Precalentar la muestra de crudo con el baño termostático a 180 °F durante 1 hora. Realizar procedimiento de tener un crudo de rango 5-15° API.
3	Preparar el fluido de completación según la formulación.
4	Medir 25, 50 y 75 ml de crudo con la botella de vidrio.
5	Medir 25, 50 y 75 ml de fluido de completación.
6	Colocar los 100 ml de fluido de control / crudo en la botella de vidrio en base a la relación requerida.
7	Agitar la mezcla en la botella durante 1 minuto de forma continua para inducir emulsión.
8	Ubicar el frasco de vidrio en el baño termostático por 1 hora.
9	Registrar las observaciones en la hoja de datos del fluido de completación, en los minutos 2, 5, 7.5, 10, 15, 30, 60 de acuerdo con las observaciones del estándar API RP42.
10	Medir los resultados de forma visual-cualitativa de las diversas formulaciones a evaluar.
11	Seleccionar y fotografiar la formulación de fluidos de completación óptima revisando la hoja de datos y tomar una imagen.

Figura 2-7: Proceso para prueba compatibilidad (Norma API RP42-Anexo)

CAPÍTULO 3

3. NATURALEZA DE LA ROCA INTERACTUANDO CON LA QUÍMICA DEL FLUIDO DE CONTROL

3.1 Naturaleza química de la roca

Es la interacción que tiene la roca reservorio con sus fluidos ocasionada por desequilibrio físicos, químicos, físicos en fluidos de formación o la matriz de la roca. Por eso la importancia de que exista un equilibrio durante la interacción que se tendrá con el fluido de completación (importancia de realizar en laboratorio pruebas de compatibilidad con el fluido a intervenir) para así evitar reducción en la permeabilidad del reservorio. (INTEVEP, 2011)

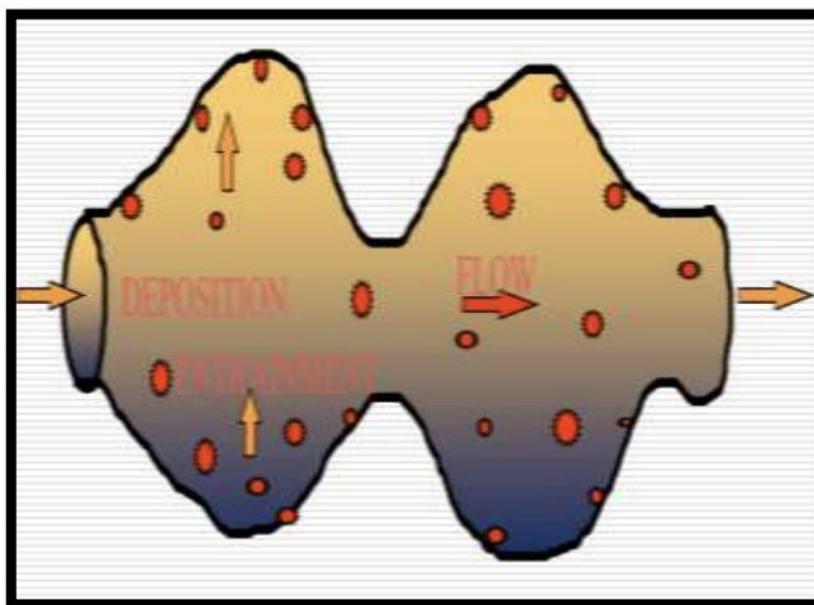


Figura 3-1: Interacción roca-fluido (CIVAN, 2006)

Para Morocho (2015), “La composición de los fluidos inyectados, la tasa de inyección, la temperatura, el pH y la mineralogía de la roca son el conjunto de variables que afectan la naturaleza y la extensión de las interacciones fluido-roca” (pág. 10).

3.2 Mecanismo de Daño de Formación

Puede ser causado por la presencia de la transformación química, bacteria, física en la roca productora o de un fluido en interacción con el fluido de completación y sus componentes químicos. Claramente un problema económico y operacional el cual está presente en las operaciones de extracción de crudo. (Condit, Barragan, & Tapia, s.f)

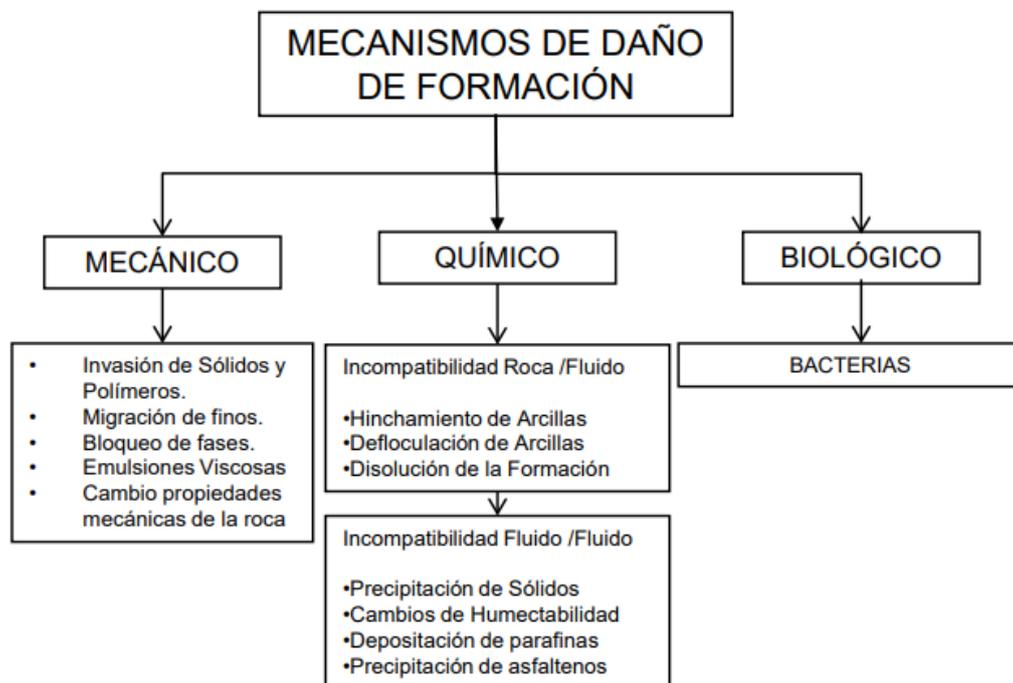


Figura 3-2: Daños de formación (Duarte, Amorocho, & Charry, 2016)

- **Mecánicos:**

Es la interacción inmediata fluidos - equipo utilizados en la perforación o en la estimulación de un pozo y la formación. Hay cambios que se dan en circunstancias en los fluidos del yacimiento y sus propiedades al realizar las operaciones y esto puede generar un daño mecánico. (Cruz, 2019)

- **Químicos:**

“Interacciones adversas entre los fluidos ajenos introducidos a la formación, y la roca o los fluidos propios del yacimiento” (Cruz, 2019).

- **Biológicos:**

“Problemáticas creadas por la introducción de bacterias en el yacimiento, generalmente las operaciones de inyección de agua” (Cruz, 2019).

3.3 Geometría de Poro Y mineralogía mediante SEM (Microscopia Electrónica de barrido) del campo Shushufindi

Para poder realizar la determinación de la geometría de poro y mineralogía del campo Shushufindi, se utilizan muestras de núcleos de roca “core”; en este caso para una interpretación correcta se utilizaron 11 muestras de cores provenientes de 6 pozos diferentes para poder determinar la geometría de poro y mineralogía respectiva del campo con la finalidad de poder realizar una determinación de tamaño de garganta de poro y determinación mineralógica (*estos son análisis externos que realizo la compañía*).

Una vez determinadas las muestras se procede a realizar el análisis correspondiente (someterlas a pruebas de retorno de permeabilidad) para obtener su composición tanto de manera puntual como de toda un área (mapa de fases) y así mismo se realiza la determinación de las gargantas de poro mediante análisis de imágenes. En la tabla 3.1 de mineralogía y los valores de garganta de poro del campo Shushufindi.

Resumen de Mineralogía y Geometrías de Poro

Muestra	Pozo	Prof. (pies)	Unidad litologica	Diametro Core (Pulgadas)	Longitud core (Pulgadas)
M1	AG-10	9172	U	1.5	2
M2	SSFF-15	9165	U	1.5	2
M3	SSFF-15	9393	T	1.5	2
M4	SSFF-21	8927	U (V)	1.5	1.5
M5	SSFF-21	9231	T (V)	1.5	2
M6	SSFF-68	9101.2	U	1.5	1.5
M7	SSFF-68	9390.8	TS	1.5	2
M8	SSFF-70	9169.8	U	1.5	2
M9	SSFF-70	9364.7	T	1.5	2
M10	SSFF-90	9045.6	U	1.5	2
M11	SSFF-90	9311.5	T	1.5	1.5

Tabla 3-1: Lista de 11 muestras recibidas y tamaños de los núcleos recibidos (Autores)

Las características de composición (mineralogía) son variables, incluso para muestras que corresponden a la misma unidad, lo que puede estar relacionado con variaciones faciales o presencia de intercalaciones de rocas de grano más fino dentro de una secuencia arenosa o viceversa. En cuanto a la geometría de poro la distribución

D90, para las gargantas de poro, se encuentran en un rango similar (al menos para las areniscas) entre 21 y 32 micras.

Según las características mineralógicas y texturales las muestras analizadas se pueden agrupar de la siguiente manera: M1, M7, M8 y M11 corresponden a cuarzo areniscas limpias de las Unidades U y T (con menos de 6 % de matriz arcillosa), sin cemento calcáreo y gargantas de poro entre (22 a 28 μm). Las muestras M2, M3, M6 M10 corresponden a areniscas sucias con matriz arcillosa (Caolinita, C/I e I/E) o cemento calcáreo (M6) de las unidades U y T con gargantas de poro que oscilan entre 21 y 32 μm .

En estas muestras si bien no son comunes las arcillas reactivas (aunque hay presencia de I/E en M2 y M3), la caolinita debe tenerse en cuenta como la arcilla presente más común que es susceptible de migrar. Por su parte M4 y M9 son rocas de grano fino o intercalaciones en areniscas, cuya mineralogía predominante es arcillosa (Caolinita), con cuarzo y sílice. En M4 se encuentran microfracturas con distancias de separación máximas de 74 μm ($D_{90}=17.5 \mu\text{m}$) y para M9 gargantas de poro inferiores al del resto de las muestras ($D_{90}=11 \mu\text{m}$). Finalmente, M5 es una roca calcárea masiva (no se observó porosidad), cuya mineralogía predominante son Carbonatos de Ca, Mg y Fe con sílice.

Pozo	Muestra	Unidad	Prof (Pies)	Qz	Feldespato / Illita	Caolinita	C / I	Glauconita	Clorita	Carbonato (Ca, Mg, Fe)	Fosfato Ca	NaCl	Minerales Fe / Pirita	Oxido TI	Otros	TOTAL (%)	VALORES DE GARGANTA DE PORO			
																	D10	D50	D90	Valores maximos
AG-10	M1	U	9172.0	94		5								1	100	6	11	23	90	
SSFF-15	M2	U	9165.0	84			15							1	100	7	12.5	21	67	
SSFF-15	M3	T	9393.0	71	5	20							4		100	5.5	13	32	85	
SSFF-21	M4	U (V)	8927.0	23	5	71							1		100	3	6.5	17,5*	74	
SSFF-21	M5	T (V)	9231.0	22				5	50	1				1	21	100	N/A			
SSFF-68	M6	U	9101.2	77					1	22						100	6	11.5	22	63
SSFF-68	M7	TS	9390.8	94		6										100	6	13	28	81
SSFF-70	M8	U	9169.8	96		2			1						1	100	6	11.5	22	63
SSFF-70	M9	T	9364.7	46	5	48						1				100	4.5	7.5	11	45
SSFF-90	M10	U	9045.6	82	2	14								2		100	7	13	23,5	53
SSFF-90	M11	T	9311.5	91		4								5		100	6.5	13	24,5	66

- Valores de distribución de tamaño de microfracturas. Resaltadas en colores amarillo y azul las parejas de muestras que se recomiendan para realizar los ensayos de retorno de permeabilidad. En amarillo una pareja de muestras (M1 y M8) correspondientes a areniscas limpias. En Azul la otra pareja que tiene valores de garganta de poro similares a la primera pareja, pero composicionalmente poseen alrededor de 15 % de matriz arcillosa.

Tabla 3-2: Resumen de la mineralogía y de las gargantas de poro de las muestras analizadas (Autores)

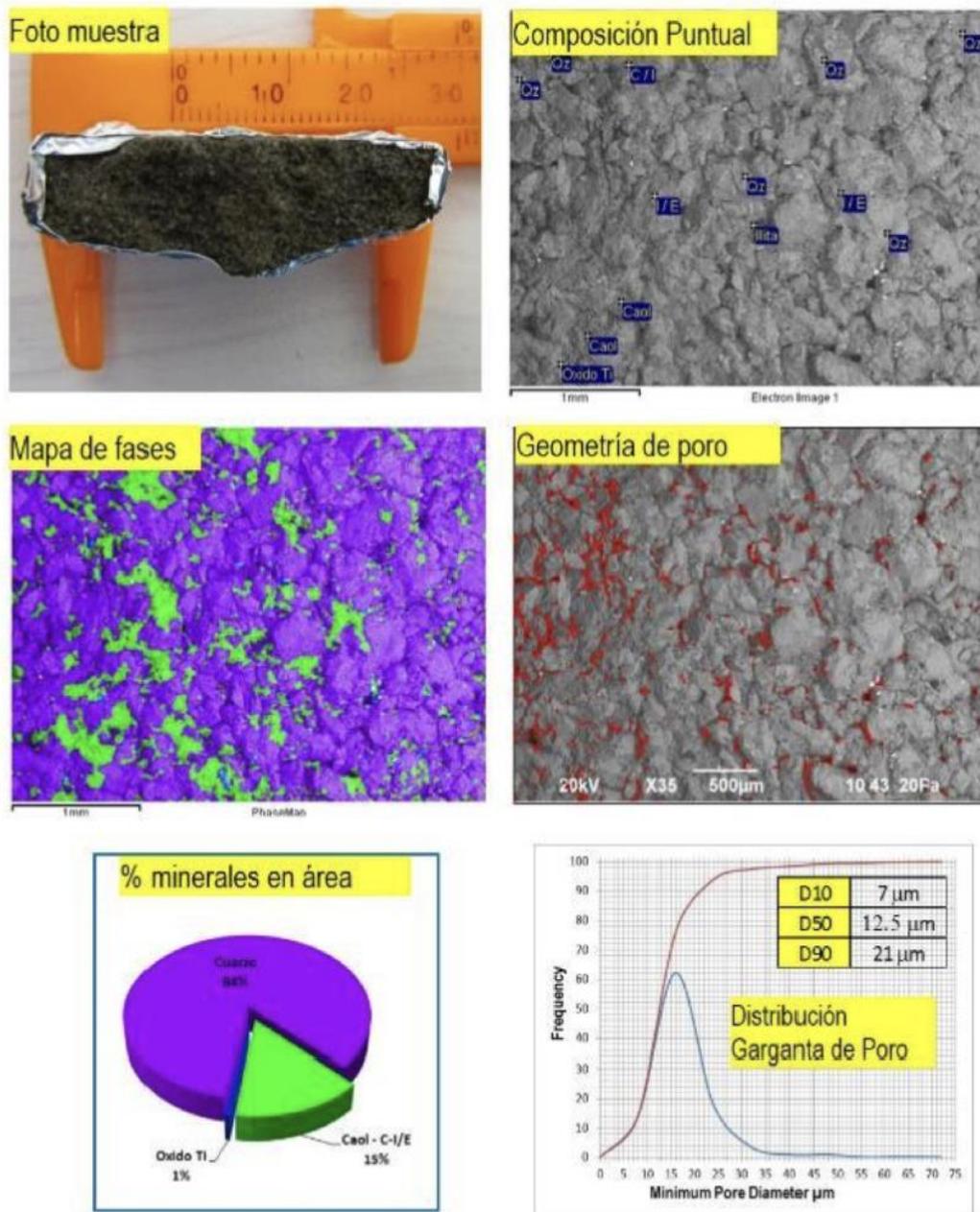


Figura 3-3: Muestra M2 – SSFF-15 (9165') (Autores)

3.3.1 Descripción del Análisis SEM (Microscopía Electrónica de barrido)

Técnica de análisis, mediante el bombardeo de electrones a una muestra sólida, permite obtener imágenes de esta a aumentos superiores de los que se pueden obtener mediante la microscopía tradicional (Óptica). Además de los detectores que permiten formar la imagen, el microscopio con el que se analizaron las muestras, permite realizar un análisis químico gracias a un detector EDS (Espectros de Dispersión de Energía), mediante el cual se obtiene información de la composición química elemental de uno o varios puntos en la imagen (espectros puntuales) o de toda la imagen (mapa de fases).

La relación de picos y forma del espectro es característica de cada mineral, por lo tanto, el analista, uniendo la información de forma y textura que brindan las imágenes junto con los espectros composicionales y la información que se tenga del origen de la muestra, puede determinar el tipo de mineral, o en su defecto definir qué elementos químicos tiene el sólido en cuestión. Además, si se hace dicho análisis mediante un mapa de fases, se puede hacer una determinación de composición mineral de forma semicuantitativa.

Explicación de información obtenida:

- *Composición Puntual:* Una vez capturada la imagen de un sector de la muestra se puede obtener el espectro EDS de diferentes puntos dentro de este sector. Este espectro nos da información de la composición química elemental. Como cada mineral tiene una relación particular de elementos químicos, el analista puede identificar el mineral presente en un punto particular de la muestra.
- *Mapa de Elementos:* (obtenida mediante el analizador EDS) Es la composición elemental (obtenida mediante el analizador EDS), no de un punto, sino de toda el área de la imagen obtenida.
- *Mapa de Fases:* A través de un software el analista puede combinar los mapas de elementos para formar fases (minerales) y validarlas con los espectros puntuales para definir de una manera semi- cuantitativa la distribución (en área) de minerales en el sector analizado.
- *% Minerales en Área:* Con la información del mapa de fases se recalcula el porcentaje presente de dichas fases (minerales) en el sector analizado.
- *Geometría de poro:* Analizando las imágenes obtenidas con los detectores del SEM a través de un software de análisis de imágenes se pueden determinar las zonas de poros y microfracturas presentes.

- *Abreviaturas de minerales:* Qz (Cuarzo), Caol (Caolinita), C/I (Caolinita / Illita), Cl (Clorita), NaCl (Cloruro de Sodio), I/E (Illita-Esmectita), GL (Glauconita), MO (Materia Orgánica).

3.4 Criterios de Selección de un fluido de Control

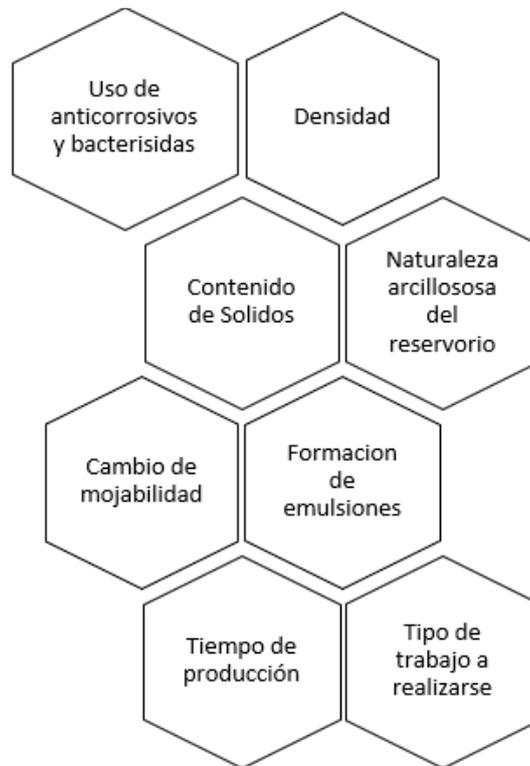


Figura 3-4: Criterios para fluido de control (Autores)

Dentro de los criterios mencionados uno que se destaca o es esencial es la densidad su razón es debido que se requiere brindar el peso necesario a la columna hidrostática y lograr manejar la presión de formación. Todas estas características son válidas cuando se selecciona el fluido de control para obtener beneficios mayores. (Pinto & Apo, 2016)

El contenido de sólidos es importante para evitar el taponamiento en la formación, evitar la formación de emulsiones por incompatibilidad del crudo causa precipitaciones de carbonato de calcio. El uso de anticorrosivos previene la corrosión en instrumentos metálicos como tuberías de producción que están en contacto con salmueras un complemento a este son los bactericidas el cual evitan varios problemas como corrosión inducida.

El cambio de mojabilidad ayuda a disminuir la permeabilidad relativa con la ayuda de un solvente mutual utilizando la concentración adecuada ayuda a disminuir este efecto.

Para los autores Salís y Mafla “Controlar las interacciones roca – fluido es de gran importancia en el diseño del fluido se deben agregar productos prevenir el hinchamiento y disgregación de arcillas, remover los minerales restantes de la cementación y estabilizador la mojabilidad del reservorio” (Solís & Mafla, 2016).

Para Condit, Barragán, & Tapia “Las interacciones fluido – fluido se presentan entre los productos químicos orientados a frenar las emulsiones agua / petróleo o petróleo / agua, incremento de solubilidad de resinas, asfáltenos y parafinas y en el control del incremento de la saturación de agua en el reservorio” (pág. 5). Es importante estudiar cómo es la compatibilidad entre los minerales, salinidad y el fluido de terminación minuciosamente si existiera infiltración.

CAPÍTULO 4

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

4.1 FODA de las nuevas tecnologías - agentes tensoactivos y reductores de tensión superficial



Figura 4-1: FODA de las nuevas tecnologías y agentes tensoactivos y reductores de tensión superficial (Autores)

4.2 Pruebas de Campo sobre la aplicabilidad de las nuevas tecnologías - agentes tensoactivos y reductores de tensión superficial

Para demostrar la factibilidad y la aplicabilidad de las nuevas tecnologías - agentes tensoactivos y reductores de tensión superficial se debe mencionar que se ha desarrollado un número cuantificable de cuatro pruebas de laboratorio (diferentes muestras de crudo / variación de concentraciones en las formulaciones) comprendidas en análisis del agua, pruebas de compatibilidad y prueba de TURBISCAN (Análisis de Micro emulsiones) para demostrar el desarrollo de los resultados que se presenta a continuación.

4.2.1 Análisis del agua

Se procedió a realizar el análisis del agua fresca (tomada desde la unidad de la operadora que abastece al campo) y de igual forma una muestra del agua de formación con la intención de llevar a cabo una evaluación a la calidad del efluente que formara la fase continua para la preparación del fluido del control.

Para el análisis químico del agua fresca/agua de formación se utilizó el equipo HACH DR900 utilizando el procedimiento dado en el capítulo 2.

- Agua Fresca
- Pruebas Químicas

PARAMETRO	LECTURA
Cloruros, mg/L	120
Calcio, mg/L	40

Tabla 4-1: Pruebas químicas del agua fresca (Autores)

PARAMETRO	LECTURA	REGISTRO FOTOGRAFICO
pH	7.76	
Conductividad, mS	0.27	

Tabla 4-2: Pruebas al agua fresca (Autores)

Se obtuvo los siguientes resultados con el equipo **HACH DR-900**:

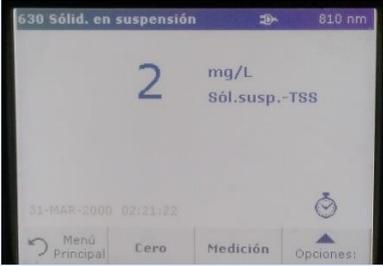
PARAMETRO	LECTURA	REGISTRO FOTOGRAFICO
Solidos suspendidos, TSS, mg/L	2	
Contenido de Hierro, mg/L	0.03	

Tabla 4-3: Pruebas HACH DR-900 (Autores)

- Agua de Formación
- Pruebas Químicas

PARAMETRO	LECTURA
Cloruros, mg/L	220
Calcio, mg/L	40

Tabla 4-4: Pruebas químicas del agua de formación (Autores)

PARAMETRO	LECTURA	REGISTRO FOTOGRAFICO
pH	8.0	

Tabla 4-5: Medición del pH del agua de formación (Autores)

PARAMETRO	LECTURA	REGISTRO FOTOGRAFICO
Turbidez, NTU	5.08	

Tabla 4-6: Prueba NTU turbidez aguas de formación (Autores)

Se obtuvo los siguientes resultados con el equipo HACH:

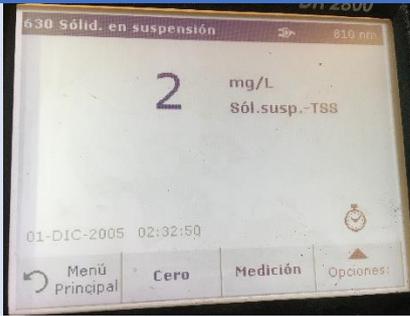
PARAMETRO	LECTURA	REGISTRO FOTOGRAFICO
Sólidos suspendidos, TSS, mg/L	2	
Contenido de Hierro, mg/L	0.25	

Tabla 4-7: Pruebas HACH DR-900 (Autores)

4.2.2 Pruebas de compatibilidad

Esta prueba fue realizada para determinar la compatibilidad entre fluidos de completación y crudo del campo SHUSHUFINDI, variando la formulación de los agentes tensioactivos y reductores de tensión superficial.

4.2.2.1 Prueba #1

4.2.2.1.1 Muestra

Las muestras que se utilizó como referencia es la siguiente:

POZO	ARENA PRODUCTORA
SHUSHUFINDI 106	T INFERIOR

Tabla 4-8: Muestra Prueba #1 (Autores)

4.2.2.1.2 Procedimiento Experimental

Se indica que el procedimiento experimental para las pruebas de compatibilidad del primer caso se lo ha definido en el capítulo dos en el apartado 2.6.5 *Proceso para Pruebas de Compatibilidad* y se va a utilizar el mismo proceso para todas las pruebas.

4.2.2.1.3 Formulaciones Diseño del Fluido de Control

PRODUCTO	F #1	F #2	F #3	F #4	F #5	F #6	F #7	F #8	F #9	F #10
FORMIATO DE SODIO	12.23 lb/bbl									
KLA-CURE	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%
SAFE-BREAK 611	0.26%	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
EPT - 3354	-----	0.13%	0.26%	0.39%	-----	-----	-----	-----	-----	-----
EPT - 3470	-----	-----	-----	-----	0.13%	0.26%	0.39%	-----	-----	-----
EPT - 3578	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	0.13%	0.26%	0.39%
EGMBE SOLVENT	1.30%	1.30%	1.30%	1.30%	1.30%	1.30%	1.30%	1.30%	1.30%	1.30%
FLOWBAK	0.13%	0.13%	0.13%	0.13%	0.13%	0.13%	0.13%	0.13%	0.13%	0.13%
CARBOSAN 1516	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%

Tabla 4-9: Formulaciones Fluido de Control Prueba #1 (Autores)

4.2.2.1.4 Resultados

4.2.2.1.4.1 Caracterización Simple

PARAMETRO	SHS – 106
API Corregido @ 60° F (crudo)	30.6
BSW	90 %
Sedimentos	No
Petróleo Total	10 %
Salinidad (ppm)	7,000

Tabla 4-10: Caracterización Simple Muestra (Autores)

4.2.2.1.4.2 Medición de Turbidez

TURBIDEZ NTU	F #1	F #2	F #3	F #4	F #5	F #6	F #7	F #8	F #9	F #10
INICIAL	10.4	265	777	940	310	698	847	497	780	941
FINAL	18.3	++++	++++	++++	++++	++++	++++	++++	++++	++++

Tabla 4-11: Medición de turbidez Prueba #1 (Autores)

++++ Rango Superado

4.2.2.1.5 Compatibilidad

50% Fluido de control - 50% Crudo

4.2.2.1.6 Inicio



Figura 4-2: Inicio Prueba #1 (Autores)

4.2.2.1.7 Final



Figura 4-3: Final Prueba #1 (Autores)

TIEMPO	F#1 (%)	F#2 (%)	F#3 (%)	F#4 (%)	F#5 (%)	F#6 (%)	F#7 (%)	F#8 (%)	F#9 (%)	F#10 (%)
2 minutos	100	90	100	100	90	100	100	90	100	100
4 minutos	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
6 minutos	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
8 minutos	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
10 minutos	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
15 minutos	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
30 minutos	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1 hora	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Tabla 4-12: Tiempo de Medición Prueba #1 (Autores)

Nomenclatura de las Características	Ponderación
Muy Buena	1
Buena	2
Regular	3
Definida	4

Tabla 4-13: Nomenclatura de las Características Prueba #1 (Autores)

Características	F#1	F#2	F#3	F#4	F#5	F#6	F#7	F#8	F#9	F#10
Humectabilidad Tope	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Humectabilidad Base	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Claridad del Agua	1	3	3	3	2	2	2	3	3	3
Velocidad Separación	1	2	1	1	2	1	1	2	1	1
Interface	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Lodos Sedimento	NO									

Tabla 4-14: Características de la Prueba #1 (Autores)

4.2.2.2 Prueba #2

4.2.2.2.1 Muestra

Las muestras corresponden a la siguiente clasificación:

POZO	ARENA PRODUCTORA
SHUSHUFINDI 160	T INFERIOR

Tabla 4-15: Muestra Prueba #2 (Autores)

4.2.2.2.2 Procedimiento Experimental

De igual forma se manifiesta que el procedimiento experimental para las pruebas de compatibilidad del segundo caso se lo ha definido en el capítulo dos en el apartado 2.6.5 *Proceso para Pruebas de Compatibilidad* y se va a utilizar el mismo proceso para todas las pruebas.

4.2.2.2.3 Formulaciones Diseño del Fluido de Control

PRODUCTO	F #1	F #2	F #3	F #4	F #5	F #6	F #7	F #8	F #9	F #10
POTASSIUM CHLORIDE	11.6 lb/bbl	-----	-----	-----	-----	-----				
FORMIATO DE SODIO	-----	-----	-----	-----	-----	12.23 lb/bbl				
KLA-CURE	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%
SAFE-BREAK 611	0.26%	0.26%	0.13%	0.39%	0.26%	0.26%	0.26%	0.13%	0.39%	0.26%
ECF - 1864	0.13%	0.13%	0.13%	-----	-----	0.13%	0.13%	0.13%	-----	-----
EGRMBE SOLVENT	1.30%	1.04%	1.04%	1.04%	1.04%	1.30%	1.04%	1.04%	1.04%	1.04%
FLOWBAK	0.26%	0.26%	0.26%	0.26%	0.26%	0.26%	0.26%	0.26%	0.26%	0.26%
CARBOSAN 1516	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%

Tabla 4-16: Fluidos Prueba #2 (Autores)

4.2.2.2.4 Resultados

4.2.2.2.4.1 Caracterización Simple

PARAMETRO	SHS - 160
API Corregido @ 60° F (crudo)	31.5
BSW	44 %
Sedimentos	No
Petróleo Total	56 %
Salinidad (ppm)	42,000

Tabla 4-17: Caracterización Simple Prueba #2 (Autores)

4.2.2.2.5 Compatibilidad

50% Fluido de control - 50% Crudo

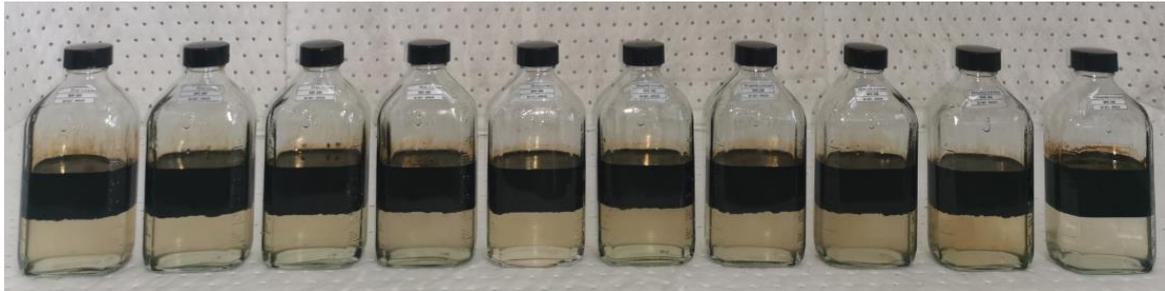


Figura 4-4: Final Prueba #2 (Autores)

TIEMPO	F #1 (%)	F #2 (%)	F #3 (%)	F #4 (%)	F #5 (%)	F #6 (%)	F #7 (%)	F #8 (%)	F #9 (%)	F #10 (%)
2 minutos	70	70	80	90	100	80	80	90	90	100
4 minutos	80	80	90	100	100	90	90	100	100	100
6 minutos	90	90	100	100	100	100	100	100	100	100
8 minutos	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
10 minutos	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
15 minutos	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
30 minutos	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1 hora	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Tabla 4-18: Tiempo de Medición Prueba #2 (Autores)

Nomenclatura de las Características	Ponderación
Muy Buena	1
Buena	2
Regular	3
Definida	4

Tabla 4-19: Nomenclatura de las Características Prueba #2 (Autores)

Características	F #1	F #2	F #3	F #4	F #5	F #6	F #7	F #8	F #9	F #10
Humectabilidad Tope	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Humectabilidad Base	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Claridad del Agua	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1
Velocidad Separación	2	2	2	2	1	2	2	2	1	1
Interface	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Lodos Sedimento	NO									

Tabla 4-20: Características de la Prueba #2 (Autores)

4.2.2.3 Prueba #3

4.2.2.3.1 Muestra

Las muestras corresponden a la siguiente clasificación:

POZO	ARENA PRODUCTORA
SHUSHUFINDI 160	T INFERIOR

Tabla 4-21: Muestra Prueba #3 (Autores)

4.2.2.3.2 Procedimiento Experimental

Se indica que el procedimiento experimental para las pruebas de compatibilidad del tercer caso se lo ha definido en el capítulo dos en el apartado 2.6.5 *Proceso para Pruebas de Compatibilidad* y se va a utilizar el mismo proceso para todas las pruebas.

4.2.2.3.3 Formulaciones Diseño del Fluido de Control

PRODUCTO	F #1	F #2	F #3	F #4	F #5	F #6	F #7	F #8
POTASSIUM CHLORIDE	11.6 lb/bbl	11.6 lb/bbl	11.6 lb/bbl	7.2 lb/bbl	-----	-----	-----	-----
FORMIATO DE SODIO	-----	-----	-----	-----	12.23 lb/bbl	12.23 lb/bbl	12.23 lb/bbl	5.00 lb/bbl
KLA-CURE	0.52%	0.52%	0.52%	0.78%	0.52%	0.52%	0.52%	0.78%
SAFE-BREAK 611	0.39%	0.26%	0.26%	0.26%	0.39%	0.26%	0.26%	0.13%
ECF - 1864	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
EGMBE SOLVENT	1.30%	1.30%	1.30%	1.30%	1.30%	1.30%	1.30%	1.30%
FLOWBAK	0.26%	0.26%	0.13%	0.26%	0.26%	0.26%	0.13%	0.26%
CARBOSAN 1516	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%

Tabla 4-22: Fluidos Prueba #3 (Autores)

4.2.2.3.4 Resultados

4.2.2.3.4.1 Caracterización Simple

PARAMETRO	SHS – 160
API Corregido @ 60° F (crudo)	31.5
BSW	44 %
Sedimentos	No
Petróleo Total	56 %
Salinidad (ppm)	42,000

Tabla 4-23: Caracterización Simple Prueba #3 (Autores)

4.2.2.3.5 Compatibilidad

50% Fluido de control - 50% Crudo



Figura 4-5: Final Prueba #3 (Autores)

TIEMPO	F #1 (%)	F #2 (%)	F #3 (%)	F #4 (%)	F #5 (%)	F #6 (%)	F #7 (%)	F #8 (%)
2 minutos	60	70	100	60	70	80	100	70
4 minutos	70	90	100	70	90	90	100	80
6 minutos	90	100	100	80	100	100	100	90
8 minutos	100	100	100	90	100	100	100	100
10 minutos	100	100	100	100	100	100	100	100
15 minutos	100	100	100	100	100	100	100	100
30 minutos	100	100	100	100	100	100	100	100
1 hora	100	100	100	100	100	100	100	100

Tabla 4-24: Tiempo de Medición Prueba #3 (Autores)

Nomenclatura de las Características	Ponderación
Muy Buena	1
Buena	2
Regular	3
Definida	4

Tabla 4-25: Nomenclatura de las Características Prueba #3 (Autores)

Características	F #1	F #2	F #3	F #4	F #5	F #6	F #7	F #8
Humectabilidad Tope	1	1	1	1	1	1	1	1
Humectabilidad Base	1	1	1	1	1	1	1	1
Claridad del Agua	2	2	2	2	1	1	1	1
Velocidad Separación	2	2	1	2	2	2	1	2
Interface	4	4	4	4	4	4	4	4
Lodos Sedimento	NO							

Tabla 4-26: Características de la Prueba #3 (Autores)

4.2.2.4 Prueba #4

4.2.2.4.1 Formulaciones Diseño del Fluido de Control

4.2.2.4.2 Muestra

Las muestras corresponden a la siguiente clasificación:

POZO	ARENA PRODUCTORA
SHS - 64	US
SHS - 199	UI
SHS - 151	UI
SHS - 178	TS
SHS - 088	US+UI+TS+TI
SHS - 203	TI
SHS - 153	-
SHS - 205	-

Tabla 4-27: Muestra Prueba #4 (Autores)

4.2.2.4.3 Procedimiento Experimental

De igual forma se manifiesta que el procedimiento experimental para las pruebas de compatibilidad del cuarto caso se lo ha definido en el capítulo dos en el apartado 2.6.5 *Proceso para Pruebas de Compatibilidad* y se va a utilizar el mismo proceso para todas las pruebas.

4.2.2.4.4 Formulaciones Diseño del Fluido de Control

PRODUCTO	F #1	F #2	F #3	F #4	F #5	F #6
FORMIATO DE SODIO	5.0 lb/bbl					
KLA-CURE	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%
ECF-1864	0.13%	0.13%	0.13%	0.26%	-----	0.13%
SAFE-BREAK 611	0.13%	0.13%	0.13%	----	0.26%	0.13%
EGMBE SOLVENT	1.30%	1.04%	0.78%	1.30%	1.30%	0.78%
FLOWBAK	0.26%	0.26%	0.26%	0.26%	0.26%	0.13%
CARBOSAN 1516	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%

Tabla 4-28: Fluidos Prueba #4 (Autores)

4.2.2.4.5 Resultados

4.2.2.4.5.1 Caracterización Simple

PARAMETRO	SHS - 64	SHS - 199	SHS - 151	SHS - 178	SHS - 088	SHS - 203	SHS - 153	SHS - 205
BSW	3 %	46%	-	10%	71%	96%	50%	88%
Sedimentos	No	No	-	No	No	No	No	No
Petróleo Total	97%	54%	-	90%	29%	4%	50%	12%
Salinidad (ppm)	-	60,000	-	24,200	10,300	4,700	48,000	15,100

Tabla 4-29: Caracterización Simple Prueba #4 (Autores)

4.2.2.4.6 Compatibilidad

50% Fluido de control - 50% Crudo

4.2.2.4.6.1 SHS – 64 US



Figura 4-6: Prueba #4 SHS – 64 US (Autores)

TIEMPO	F #1 (%)	F #2 (%)	F #3 (%)	F #4 (%)	F #5 (%)	F #6 (%)
2 minutos	70	90	100	100	70	100
4 minutos	90	100	100	100	80	100
6 minutos	100	100	100	100	100	100
8 minutos	100	100	100	100	100	100
10 minutos	100	100	100	100	100	100
15 minutos	100	100	100	100	100	100
30 minutos	100	100	100	100	100	100
1 hora	100	100	100	100	100	100

Tabla 4-30: Tiempo de Medición Prueba #4 SHS – 64 US (Autores)

Nomenclatura de las Características	Ponderación
Muy Buena	1
Buena	2
Regular	3
Definida	4

Tabla 4-31: Nomenclatura de las Características Prueba #4 SHS – 64 US (Autores)

Características	F #1	F #2	F #3	F #4	F #5	F #6
Humectabilidad Tope	1	1	1	1	1	1
Humectabilidad Base	1	1	1	1	1	1
Claridad del Agua	2	1	1	1	1	2
Velocidad Separación	2	1	1	1	2	1
Interface	4	4	4	4	4	4
Lodos Sedimento	NO	NO	NO	NO	NO	NO

Tabla 4-32: Características de la Prueba #4 SHS – 64 US (Autores)

4.2.2.4.6.2 SHS - 199UI



Figura 4-7: Prueba #4 SHS – 199UI (Autores)

TIEMPO	F #1 (%)	F #2 (%)	F #3 (%)	F #4 (%)	F #5 (%)	F #6 (%)
2 minutos	90	100	90	100	80	70
4 minutos	100	100	100	100	90	100
6 minutos	100	100	100	100	100	100
8 minutos	100	100	100	100	100	100
10 minutos	100	100	100	100	100	100
15 minutos	100	100	100	100	100	100
30 minutos	100	100	100	100	100	100
1 hora	100	100	100	100	100	100

Tabla 4-33: Tiempo de Medición Prueba #4 SHS – 199UI (Autores)

Nomenclatura de las Características	Ponderación
Muy Buena	1
Buena	2
Regular	3
Definida	4

Tabla 4-34: Nomenclatura de las Características Prueba #4 SHS – 199UI (Autores)

Características	F #1	F #2	F #3	F #4	F #5	F #6
Humectabilidad Tope	1	1	1	1	1	1
Humectabilidad Base	1	1	1	1	1	1
Claridad del Agua	1	1	1	1	1	1
Velocidad Separación	1	1	1	1	2	2
Interface	4	4	4	4	4	4
Lodos Sedimento	NO	NO	NO	NO	NO	NO

Tabla 4-35: Características de la Prueba #4 SHS – 199UI (Autores)

4.2.2.4.6.3 SHS - 151UI



Figura 4-8: Prueba #4 SHS – 151UI (Autores)

TIEMPO	F #1 (%)	F #2 (%)	F #3 (%)	F #4 (%)	F #5 (%)	F #6 (%)
2 minutos	70	90	80	100	40	100
4 minutos	100	100	100	100	100	100
6 minutos	100	100	100	100	100	100
8 minutos	100	100	100	100	100	100
10 minutos	100	100	100	100	100	100
15 minutos	100	100	100	100	100	100
30 minutos	100	100	100	100	100	100
1 hora	100	100	100	100	100	100

Tabla 4-36: Tiempo de Medición Prueba #4 SHS – 151UI (Autores)

Nomenclatura de las Características	Ponderación
Muy Buena	1
Buena	2
Regular	3
Definida	4

Tabla 4-37: Nomenclatura de las Características Prueba #4 SHS – 151UI (Autores)

Características	F #1	F #2	F #3	F #4	F #5	F #6
Humectabilidad Tope	1	1	1	1	1	1
Humectabilidad Base	1	1	1	1	1	1
Claridad del Agua	1	1	2	1	1	2
Velocidad Separación	1	1	1	1	2	1
Interface	4	4	4	4	4	4
Lodos Sedimento	NO	NO	NO	NO	NO	NO

Tabla 4-38: Características de la Prueba #4 SHS – 151UI (Autores)

4.2.2.4.6.4 SHS- 178TS



Figura 4-9: Prueba #4 SHS – 178TS (Autores)

TIEMPO	F #1 (%)	F #2 (%)	F #3 (%)	F #4 (%)	F #5 (%)	F #6 (%)
2 minutos	80	90	90	100	60	60
4 minutos	90	100	100	100	80	90
6 minutos	100	100	100	100	90	100
8 minutos	100	100	100	100	100	100
10 minutos	100	100	100	100	100	100
15 minutos	100	100	100	100	100	100
30 minutos	100	100	100	100	100	100
1 hora	100	100	100	100	100	100

Tabla 4-39: Tiempo de Medición Prueba #4 SHS – 178TS (Autores)

Nomenclatura de las Características	Ponderación
Muy Buena	1
Buena	2
Regular	3
Definida	4

Tabla 4-40: Nomenclatura de las Características Prueba #4 SHS – 178TS (Autores)

Características	F #1	F #2	F #3	F #4	F #5	F #6
Humectabilidad Tope	1	1	1	1	1	1
Humectabilidad Base	1	1	1	1	1	1
Claridad del Agua	2	1	1	1	2	1
Velocidad Separación	2	1	1	1	2	2
Interface	4	4	4	4	4	4
Lodos Sedimento	NO	NO	NO	NO	NO	NO

Tabla 4-41: Características de la Prueba #4 SHS – 178TS (Autores)

4.2.2.4.6.5 SHS – 088 US+UI+TS+TI



Figura 4-10: Prueba #4 SHS – 088 US+UI+TS+TI (Autores)

TIEMPO	F #1 (%)	F #2 (%)	F #3 (%)	F #4 (%)	F #5 (%)	F #6 (%)
2 minutos	90	90	80	90	70	90
4 minutos	100	100	90	100	90	100
6 minutos	100	100	100	100	100	100
8 minutos	100	100	100	100	100	100
10 minutos	100	100	100	100	100	100
15 minutos	100	100	100	100	100	100
30 minutos	100	100	100	100	100	100
1 hora	100	100	100	100	100	100

Tabla 4-42: Tiempo de Medición Prueba #4 SHS – 088 US+UI+TS+TI (Autores)

Nomenclatura de las Características	Ponderación
Muy Buena	1
Buena	2
Regular	3
Definida	4

Tabla 4-43: Nomenclatura de las Prueba #4 SHS – 088 US+UI+TS+TI (Autores)

Características	F #1	F #2	F #3	F #4	F #5	F #6
Humectabilidad Tope	1	1	1	1	1	1
Humectabilidad Base	1	1	1	1	1	1
Claridad del Agua	1	1	1	1	2	3
Velocidad Separación	1	1	1	1	2	1
Interface	4	4	4	4	4	4
Lodos Sedimento	NO	NO	NO	NO	NO	NO

Tabla 4-44: Características de la Prueba #4 SHS – 088 US+UI+TS+TI (Autores)

4.2.2.4.6.6 SHS – 203 TI



Figura 4-11: Prueba #4 SHS – 203 TI (Autores)

TIEMPO	F #1 (%)	F #2 (%)	F #3 (%)	F #4 (%)	F #5 (%)	F #6 (%)
2 minutos	90	100	90	100	90	100
4 minutos	100	100	100	100	100	100
6 minutos	100	100	100	100	100	100
8 minutos	100	100	100	100	100	100
10 minutos	100	100	100	100	100	100
15 minutos	100	100	100	100	100	100
30 minutos	100	100	100	100	100	100
1 hora	100	100	100	100	100	100

Tabla 4-45: Tiempo de Medición Prueba #4 SHS – 203 TI (Autores)

Nomenclatura de las Características	Ponderación
Muy Buena	1
Buena	2
Regular	3
Definida	4

Tabla 4-46: Nomenclatura de las Características Prueba #4 SHS – 203 TI (Autores)

Características	F #1	F #2	F #3	F #4	F #5	F #6
Humectabilidad Tope	1	1	1	1	1	1
Humectabilidad Base	1	1	1	1	1	1
Claridad del Agua	2	1	1	1	1	2
Velocidad Separación	1	1	1	1	1	1
Interface	4	4	4	4	4	4
Lodos Sedimento	NO	NO	NO	NO	NO	NO

Tabla 4-47: Características de la Prueba #4 SHS – 203 TI (Autores)

4.2.2.4.6.7 SHS – 153



Figura 4-12: Prueba #4 SHS – 153 (Autores)

TIEMPO	F #1 (%)	F #2 (%)	F #3 (%)	F #4 (%)	F #5 (%)	F #6 (%)
2 minutos	60	90	80	90	60	90
4 minutos	90	100	90	100	80	100
6 minutos	100	100	100	100	100	100
8 minutos	100	100	100	100	100	100
10 minutos	100	100	100	100	100	100
15 minutos	100	100	100	100	100	100
30 minutos	100	100	100	100	100	100
1 hora	100	100	100	100	100	100

Tabla 4-48: Tiempo de Medición Prueba #4 SHS – 153 (Autores)

Nomenclatura de las Características	Ponderación
Muy Buena	1
Buena	2
Regular	3
Definida	4

Tabla 4-49: Nomenclatura de las Características Prueba #4 SHS - 153 (Autores)

Características	F #1	F #2	F #3	F #4	F #5	F #6
Humectabilidad Tope	1	1	1	1	1	1
Humectabilidad Base	1	1	1	1	1	1
Claridad del Agua	2	1	1	1	2	2
Velocidad Separación	2	1	1	1	2	1
Interface	4	4	4	4	4	4
Lodos Sedimento	NO	NO	NO	NO	NO	NO

Tabla 4-50: Características de la Prueba #4 SHS – 153 (Autores)

4.2.2.4.6.8 SHS – 205



Figura 4-13: Prueba #4 SHS – 205 (Autores)

TIEMPO	F #1 (%)	F #2 (%)	F #3 (%)	F #4 (%)	F #5 (%)	F #6 (%)
2 minutos	80	100	90	100	80	100
4 minutos	100	100	100	100	100	100
6 minutos	100	100	100	100	100	100
8 minutos	100	100	100	100	100	100
10 minutos	100	100	100	100	100	100
15 minutos	100	100	100	100	100	100
30 minutos	100	100	100	100	100	100
1 hora	100	100	100	100	100	100

Tabla 4-51: Tiempo de Medición Prueba #4 SHS – 205 (Autores)

Nomenclatura de las Características	Ponderación
Muy Buena	1
Buena	2
Regular	3
Definida	4

Tabla 4-52: Nomenclatura de las Características Prueba #4 SHS - 205 (Autores)

Características	F #1	F #2	F #3	F #4	F #5	F #6
Humectabilidad Tope	1	1	1	1	1	1
Humectabilidad Base	1	1	1	1	1	1
Claridad del Agua	1	1	1	1	1	1
Velocidad Separación	1	1	1	1	1	1
Interface	4	4	4	4	4	4
Lodos Sedimento	NO	NO	NO	NO	NO	NO

Tabla 4-53: Características de la Prueba #4 SHS – 205 (Autores)

4.2.3 Resultados Pruebas TURBISCAN (Análisis de Micro Emulsiones)

Luego de lograr la obtención y resultados mediante las pruebas de los ensayos de compatibilidad realizados para las diferentes formulaciones propuestas de cada muestra de crudo del campo Shushufindi en el laboratorio de la empresa SCHLUMBERGER DEL ECUADOR – WCF, se procede a determinar que la formulación de la prueba #4 es aquella que brinda los mejores resultados entre fluido de control vs crudo. Por consiguiente, estas 6 formulaciones serán sometidas a un análisis de micro emulsiones y poder determinar su sinergia/eficacia con respecto al tiempo.

Prueba #4 Formulación #2.

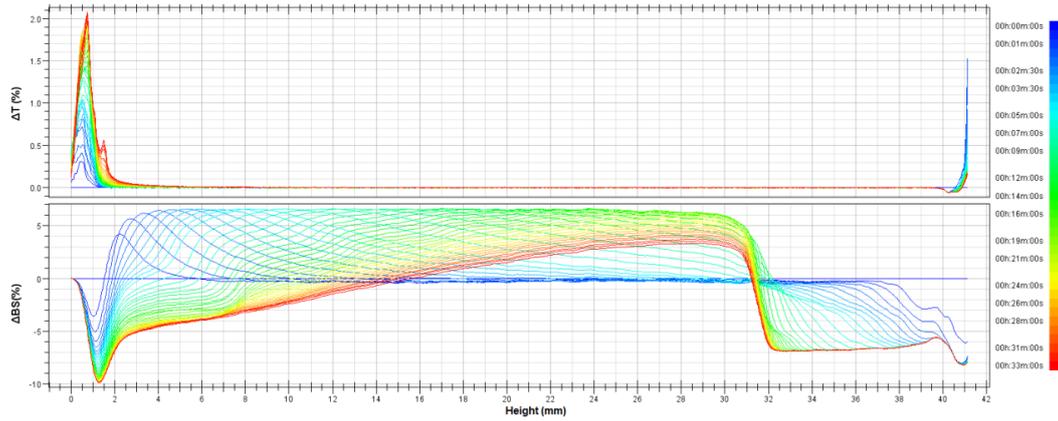


Figura 4-14: Prueba #4 SHS – 205 (Autores)

Prueba #4 Formulación #4.

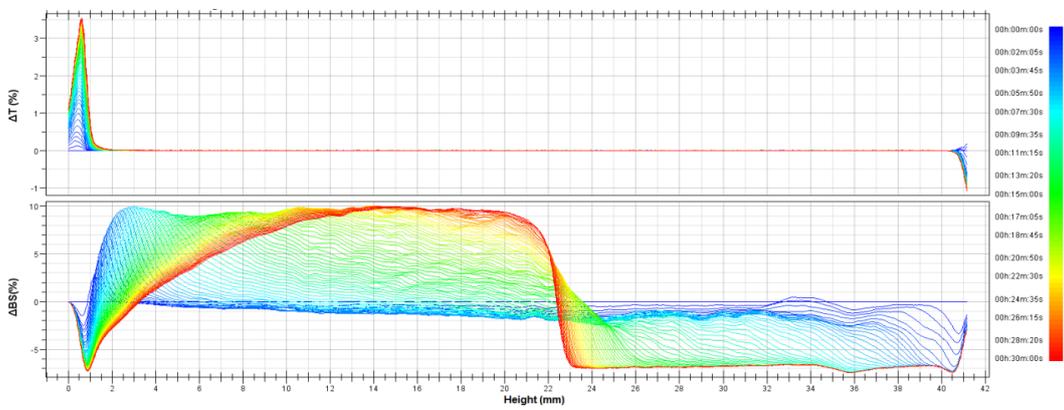


Figura 4-15: Delta Transmission & Backscattering – Muestra #4 50% FC – 50% CRUDO (Autores)

Prueba #4 Formulación #1.

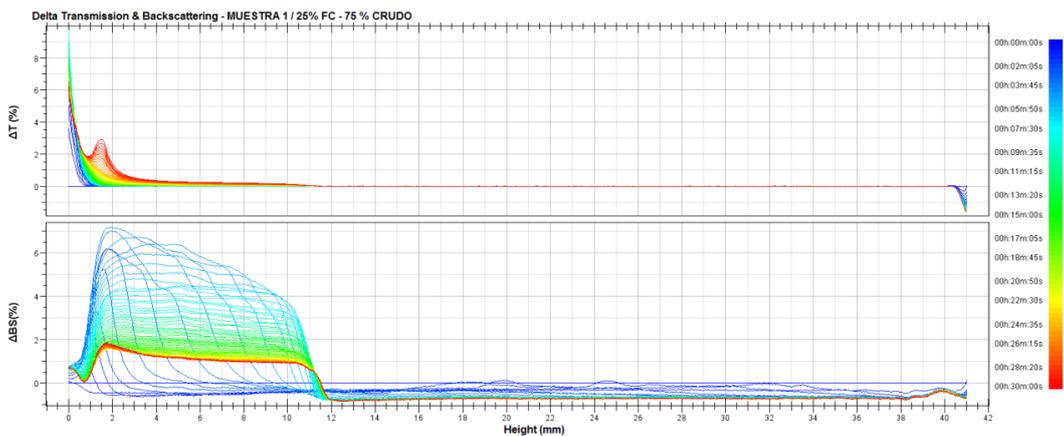


Figura 4-16: Delta Transmission & Backscattering – Muestra #4 50% FC – 50% CRUDO (Autores)

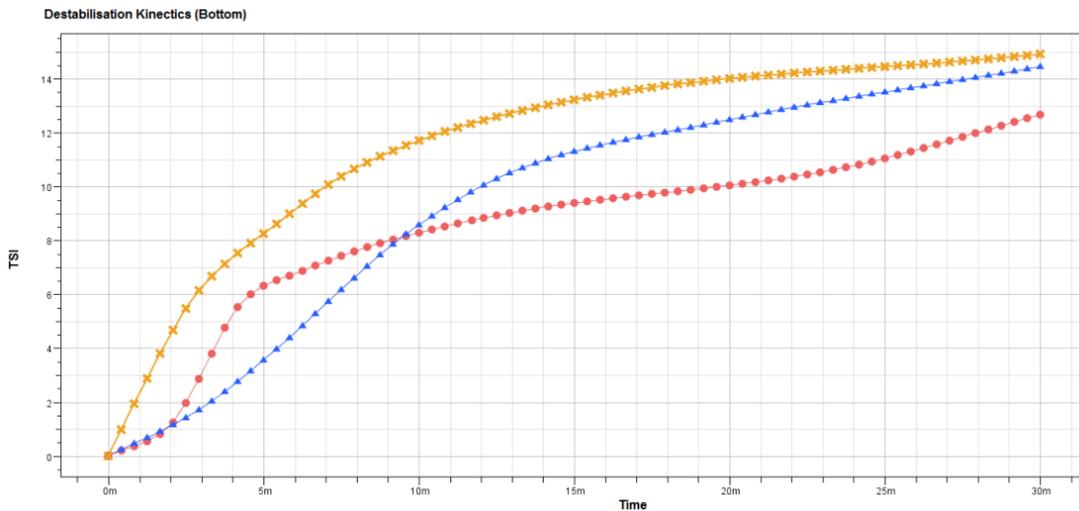


Figura 4-17: TSI TURBISCAN Stability Index (Autores)

NOTA:

Naranja = Prueba #4 Formulaci3n #2.

Azul = Prueba #4 Formulaci3n #4.

Roja = Prueba #4 Formulaci3n #1.

Se puede apreciar en la figura 4-17 de tendencias del TSI que el comportamiento m1s estable lo muestra la Prueba #4 Formulaci3n #2 seguida muy de cerca de la Prueba #4 Formulaci3n 4 para un mismo valor final. Sin embargo, se observa una mejor distribuci3n con respecto al tiempo en la separaci3n de la primera muestra, obteniendo porcentajes altos al inicio del ensayo que van manteni3ndose con respecto al tiempo.

El tercer ensayo puede ser despreciable al obtener valores por debajo de lo esperado.

Para validar la eficacia de la Formulaci3n#2 de la Prueba#4, se envi3 una muestra del Fluido de Completaci3n a un laboratorio externo con la finalidad de realizar una simulaci3n de da1o de formaci3n. (Anexo)

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

Se dará inicio a la conclusiones cerrando a sus objetivos generales y específicos, en tal sentido a continuación se presentan las cinco conclusiones de nuestro trabajo investigativo:

1. Principalmente se concluye indicando que mediante el diseño de un fluido de control con el uso de anti emulsionantes y reductores de tensión superficial catalogados como nuevas tecnologías se ha demostrado la viabilidad entre la compatibilidad de los fluidos del reservorio, arenas productoras vs el nuevo diseño del fluido de completación obtenido mediante las pruebas realizadas en laboratorio y una verificación con un agente externo en el cual se puede determinar la disminución del daño de formación.
2. Se concluye manifestando que mediante la utilización de la herramienta de gestión denominada FODA, se pudo diagnosticar la problemática actual que atraviesa la empresa debido a la falta de control en los fluidos de reservorios y arenas productoras de los pozos del campo Shushufindi presentando como principal fortaleza la mejora en el diseño del fluido de control, al igual que su principal oportunidad la aplicación de nuevas tecnologías, puntales indispensables en el desarrollo de la presente investigación.
3. Se concluye indicando que se probaron los diferentes productos químicos agentes tensoactivos y reductores de tensión superficial permitiendo evaluar la sinergia entre las diferentes formulaciones propuestas con el crudo de las arenas productoras de los diferentes pozos seleccionados como muestra del campo Shushufindi. Una vez evaluadas las diferentes pruebas de

compatibilidad sobresalieron los resultados de la Prueba #4 Formulación #2 y Formulación #4.

4. De igual forma se concluye indicando que se diseñaron formulaciones en laboratorio para obtener las concentraciones idóneas del fluido de control para las diferentes arenas productoras presentes en el campo Shushufindi, en donde se realizaron diferentes variaciones de las concentraciones de los agentes tensioactivos y reductores de tensión superficial, con la finalidad de poder evaluar su funcionalidad con respecto a las muestras tomados de crudos de diferentes pozos del campo Shushufindi, esto permitió entender y poder seleccionar la concentración correcta, una vez determinada dichas formulaciones fueron sometidas a un análisis de micro emulsiones y poder valorar si realmente es compatible con los fluidos y arenas del reservorio.
5. Se finaliza concluyendo que se ha comprobado la eficiencia de los fluidos de control en los trabajos de Workover dando una formulación principal compatible con los pozos del campo y la misma será utilizada por la empresa SCHLUMBERGER ahora en sus operaciones en el campo Shushufindi.

5.2 Recomendaciones

1. Se recomienda a la compañía SCHLUMBERGUER analizar la utilización de la nueva formulación en base a los análisis realizados en las pruebas #4 se observa muy buenos resultados de humectabilidad, claridad del agua y velocidad de separación. Se concluye que las formulaciones más idóneas en la relación de Fluido de Control – Crudo, son la formulación #2 y la formulación #4, en la relación 50% FC – 50% OIL.
2. Se recomienda que se evalúe periódicamente los equipos para las pruebas de laboratorio que tengan actualizados sus certificaciones de calibración y se encuentren debidamente custodiados para evitar posibles desniveles en

las métricas resultantes de las pruebas a realizar en la preparación del fluido de control.

3. Se recomienda evaluar la calidad del efluente antes de iniciar la preparación del fluido de control, con la finalidad de que no exista una alteración en sus pruebas químicas que alteran la funcionalidad del fluido.
4. Se sugiere que antes de realizar cualquier tipo de muestreo en campo o pruebas de laboratorio contar con la capacitación y entrenamiento correspondiente para una ejecución idónea.
5. Contar siempre con el EPP requerido para desarrollar las diferentes actividades operacionales que conlleva desde la formulación, preparación y ejecución del fluido de control en campo de una manera segura evitando de esta forma posibles accidentes laborales por negligencias ocasionadas por el uso inadecuado de los EPP lo que generaría que a empresa se viese inmersa en problemas de índole laboral con las entidades de control tales como el Ministerio del Trabajo y el Ministro de Hidrocarburos – Ministerio de Energía y Minas.

BIBLIOGRAFÍA

- Álvarez, K. (2012). Planificación y ejecución de un programa de bombeo de solventes, estimulación matricial y rediseño de equipo para el pozo Pitón 1. *Tesis de Pregrado*. Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito. Obtenido de http://192.188.51.77/bitstream/123456789/5213/1/52454_1.pdf
- Barragán, R., Chistophould, F., White, H., Baby, P., Rivadeneira, M., Ramírez, F., & Rodas, J. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y petróleo*. Institut français d'études andines. doi:doi:10.4000/books.ifea.2971
- Berrú, B. (2016). Análisis Técnico-Económico del desempeño del fluido de control para operaciones de reacondicionamiento de pozos, con el fin de evitar o reducir el daño de formación, en el campo Lago Agrio. *Tesis de Pregrado*. Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito. Obtenido de http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/16814/1/68071_1.pdf
- Cisneros, S. (2017). Determinación de la influencia del fluido de control para minimizar daños de formación segun su concentración en trabajos de completación y reacondicionamiento en los campos del activo Shushufindi. *Tesis de Pregrado*. Universidad Central del Ecuador, Quito. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/12995/1/T-UCE-0012-63-2017.pdf>
- Condit, G., Barragan, E., & Tapia, D. (s.f). Análisis de un fluido de Completacion y Reacondicionamiento de Pozos para determianr si previene el daño de formación en los Campos Fanny y Dorine. *Comunidad ESPOL*. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/15952/2/Articulo%20CYCIT.pdf>
- Corrales, A. (2013). Aplicación de nuevas Tecnologías para otimizar la producción en el campo Palanda-Yuca Sur. *Tesis de Pregrado*. Universidad Central del Ecuador, Quito. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/857>
- Cruz, J. (2019). *Daño a la formación*. Obtenido de EPMEX: <https://epmex.org/news/2021/03/01/dano-a-la-formacion/>

- Duarte, D., Amorocho, M., & Charry, G. O. (2016). *Diseño de fluidos para contrarrestar el efecto de las interacciones roca/fluido y fluido/fluido en la productividad de pozo*. Bariloche: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Obtenido de https://www.iapg.org.ar/congresos/2016/produccion/presentaciones/Alerce/25_octubre/12.00/12.pdf
- Enríquez, O. (2016). Fundamentos de las emulsiones agua-aceite crudo y su aplicación en la industria petrolera. *Tesis de Pregrado*. Universidad Nacional Autónoma de México, México. Recuperado el 26 de abril de 2022, de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/14861/FUNDAMENTOS%20DE%20LAS%20EMULSIONES%20AGUA-ACEITE%20CRUDO%20Y%20SU%20APLICACION%20EN%20LA%20INDUSTRIA%20PETROLERA.pdf?sequence=1>
- Frates, C., Garand, J., & Meyer, A. (2014). Sellado de fracturas: Avances del control de las pérdidas de circulación. *Oilfield Review*, 26(3). Recuperado el 26 de abril de 2022, de <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/1-sealing-spanish>
- Gómez, F., & Moromenacho, S. (2015). *Guía de Practicas de Fluidos de Perforación*. Quito. Obtenido de <https://1library.co/document/y4krv4rq-manual-de-fluidos-de-perforacion.html>
- Gómez, F., Enríquez, B., & Celi, J. (2021). Análisis de la Tensión Interfacial Entre Dos Fluidos Inmiscibles con el Uso de Cuatro Surfactantes (Catiónico, No-Iónico), de la Arena Productora U Inferior del Campo Pindo. *Revista Politecnica*, 47(2), 27-40. Recuperado el 26 de abril de 2022, de https://revistapolitecnica.epn.edu.ec/ojs2/index.php/revista_politecnica2/article/view/1099
- Hach Company. (2013). *DR 900*. Germany: Hach Lange GmbH.
- Hach Company. (2013). *Manual HACH DR 900*. Loveland: HACH COMPANY World Headquarters.
- Instituto Americano del Petróleo. (2014). *Manual de fluidos de perforación*. Energy API. Dallas. Recuperado el 26 de 4 de 2022, de https://www.academia.edu/33533772/MANUAL_DE_FLUIDOS_DE_PERFORACION_API_pdf
- INTEVEP. (2011). *Daño a la formacion*. Venezuela: PDVSA.
- Jiménez, D., Medina, S., & Gracida, J. (2010). Propiedades , aplicaciones y producción de biotensoactivos: una revisión. *Revista internacional de contaminación*

- ambiental*, 26(1). Obtenido de http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0188-49992010000100006
- Mantilla, L. (2022). *fluidos de completacion funciones de los fluidos de completacion a nivel general puntos a considerar al seleccionar un fluido de completacion*. Obtenido de Academia: https://www.academia.edu/36564838/FLUIDOS_DE_COMPLETACION_FUNCIONES_DE_LOS_FLUIDOS_DE_COMPLETACION_A_NIVEL_GENERAL_PUNTOS_A_CONSIDERAR_AL_SELECCIONAR_UN_FLUIDO_DE_COMPLETACION
- Mellín, J. (2012). Estudio Experimental para la Evaluación de hundimiento de Barita y Acreción en Sistemas Base No Acuosa Empleados en la Perforación de Aguas Profundas. *Tesis de Pregrado*. Universidad Autonoma de México, México D.F. Recuperado el 26 de abril de 2022, de <http://132.248.9.195/ptd2012/octubre/0684860/0684860.pdf>
- Morocho, H. (2015). Análisis del fluido de control para operaciones de completación y reacondicionamiento de pozos, con el fin de evitar o reducir el daño de formación en el campo Paka Sur del bloque 15. *Tesis de Pregrado*. Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito. Obtenido de http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/14379/1/63767_1.pdf
- Nanometrix. (2022). *TURBISCAN: Estabilidad y tamaño*. Obtenido de nanometrix: <https://nanometrix.com.mx/TURBISCAN/>
- PDVSA. (2002). *Fluidos de Perforación*. Centro Internacional de Educación y Desarrollo.
- Pinto, G., & Apo, N. (2016). Formulación del fluido de control para operaciones de reacondicionamiento en la arenisca "u media" del Campo Yanaquincha Este. *Tesis de Pregrado*. Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/5714>
- Schlumberger del Ecuador S.A. (2022). *Reporte Torres Perforación*. Obtenido de Schlumberger del Ecuador S.A: <https://www.aihe.org.ec/2019/04/12/reportes-torres-de-perforacion/>
- Schlumberger . (2022). *Oilfield Glossary en Español*. Obtenido de Schlumberger Glossary: https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/i/interfacial_tension
- Solís, H., & Mafla, S. (2016). Formulación de un fluido de completación para las arenas "U" inferior y "T" principal de un campo petrolero de la cuenca Oriente. *Tesis de*

Pregrado. Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/8181>

Taquez, B. (2019). Diseño de un fluido sintético aireado aplicable para perforación y completación de pozos en arenas depletadas en la Cuenca Oriente Ecuatoriana. *Tesis de Pregrado*. Universidad Central del Ecuador, Quito. Recuperado el 2022 de abril de 26, de <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/19701/1/T-UC-0012-FIG-145.pdf>

UNAM. (2022). *Fluidos*. Obtenido de UNAM: <https://www.ier.unam.mx/~jhg/LAB.%20MEC.%20FLUIDOS%202014/PRACTICAS%204-6/TEORIA/Viscosidad.pdf>

Vite, L. (2022). *Características de los Líquidos*. Recuperado el 26 de abril de 2022, de Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo: <https://www.uaeh.edu.mx/scige/boletin/prepa4/n4/m14.html>

ANEXOS

American Petroleum Institute

API RP 42 Segunda Edición Enero 1977

PRACTICAS RECOMENDADAS API

PARA

PRUEBAS DE LABORATORIO

SURFACTANTES PARA

ESTIMULACION DE POZOS

PUBLICACION OFICIAL

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

WASHINGTON, D.C.

PUBLICADO POR

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

DEPARTAMENTO DE PRODUCCION

211 North Hervía, Suite 1700

Dallas TX 75201

Copyright © 1977 American Petroleum Institute

PRACTICAS RECOMENDADAS PARA PRUEBAS DE LABORATORIO DE LOS SURFACTANTES PARA ESTIMULACION DE POZOS

ALCANCE

A. Los surfactantes son frecuentemente agregados a fluidos de tratamiento para estimulación de pozos de inyección, de aceite, o gas desarrollando una o más de las siguientes funciones:

1. Prevenir o disminuir la emulsión de fluidos de tratamiento con fluidos de formación,
2. Reducir la saturación de agua,
3. Alterar la mojabilidad,
4. Suspender partículas finas desplazadas por el tratamiento para removerlas o redistribuirlas, y
5. Estabilizar espuma o emulsión en el fluido de tratamiento

B. Esta diversidad de funciones tiene como resultado la disponibilidad de un gran número de productos para usarse en operaciones de producción del petróleo. Pruebas con surfactantes se describen en este artículo para comparar cualitativamente el desempeño de estos surfactantes y demostrar lo descrito en el Párrafo A, de los puntos 1-4. Los procedimientos mostrados son los siguientes:

1. Pruebas de emulsión y sludge,

2. Medición del flujo de fluidos a través de núcleos

3. Medición de la tensión interfacial, y

4. Medición de mojabilidad

La actividad química de un surfactante depende de su ambiente químico, presión, temperatura y tiempo, por lo que el usuario deberá realizar pruebas con el surfactante usando todos los aditivos que serán empleados en el tratamiento de pozo en las concentraciones apropiadas. El lote de producción y el shelf life podrían tener efectos en las propiedades de los surfactantes, así que en muchos casos cada uno de estos puntos puede ser considerado en la evaluación del surfactante.

SECCION 1

PRUEBAS DE EMULSION PARA CARACTERIZACION DE LOS SURFACTANTES EN ACIDO, SALMUERA O ACEITE

USOS Y PROPOSITOS DE LAS PRUEBAS DE EMULSION.

1. El propósito de las pruebas de emulsión es indicar la tendencia de los surfactantes a incrementar o disminuir la emulsión de un sistema particularmente en aceite-salmuera o ácido-aceite. Estas pruebas son diseñadas para indicar la tendencia de un sistema a emulsionarse pero no determina cuando ocurre esta emulsión o si persiste durante la

operación de estimulación de un pozo. Debido a que la estabilidad de las emulsiones puede aumentar por la presencia de sólidos finos, frecuentemente creados en el proceso de estimulación del pozo, todas las pruebas de los surfactantes deberán incluir el uso de partículas finas como un componente.

EQUIPO Y MATERIALES

2. El equipo y materiales necesarios para pruebas de emulsión incluyen:
 - a. Mezclador de alta velocidad (Hamilton Beach Modelo 936 o su equivalente con cabeza disco Standard o agitador Sargent-Welch S-76695).
 - b. Vasos de precipitado de 400 ml para mezclar
 - c. Cilindro graduado de 100 ml.
 - d. Cronometro
 - e. Jeringas de 1 ml graduadas.
 - f. Solución Ácida conteniendo inhibidor de corrosión y otros aditivos.
 - g. Aceite del pozo.
 - h. Surfactantes.
 - i. Núcleos de formación cuando se tengan disponibles o harina sílica (Super_Sil 200, Penn-Glas Sand Corp.) y bentonita (Wyoming bentonita sodica, tipo de cemento, sin tratamiento)

PROCEDIMIENTO

PRUEBAS DE ACIDIFICACION EN ARENAS.

3. Prepare parcialmente el ácido gastado mediante la reacción de dos litros de ácido con uno de arena de formación. La solución ácida debe contener 3% de ácido fluorhídrico (HF), 12 % de ácido clorhídrico, la concentración recomendada de inhibidor de corrosión y cualquier otro aditivo a ser evaluado en el tratamiento actual. Si la formación de arena no está disponible, utilice una mezcla de un litro con un 50% de harina sílica y un 50% de bentonita para gastar el ácido y proveer contenido de sólidos. Permita que la solución ácida permanezca en contacto con los sólidos por al menos 24 horas.
4. Decante la solución ácida gastada y almacene en un contenedor plástico para pruebas.
5. Disperse 2.5 gramos de formación finamente pulverizada o 2.5 gramos de un 50% de harina sílica con 50% de bentonita mezclada en 25 ml de ácido gastado.
6. Adicione 75 ml de aceite crudo a la solución de ácido gastado. Emulsifique la solución mezclándolo de 14,000 a 18,000 rpm por 30 segundos. Vacíe la emulsión inmediatamente dentro de un cilindro graduado de 100 ml y registre el volumen de rompimiento de agua a los 15 minutos, 1 hora y 24 horas. Las pruebas son usualmente conducidas a temperatura ambiente de laboratorio.

7. Repita el procedimiento en los pasos 5 y 6 omitiendo el desmulsificante.

PRUEBAS DE ACIDIFICACION EN CARBONATOS. PRUEBA CON ACIDO VIVO.

8. Use una solución ácida la cual incluya todos los aditivos en la misma concentración como está preescrito en el tratamiento del fluido. Debería ser necesario correr una serie de pruebas y analizarlas para seleccionar el sistema no-emulsificante más efectivo. Disperse 2.5 gramos de un 90% de harina sílica-10% de bentonita mezcla en 50ml de solución ácida.
9. Agregue 50 ml de aceite del pozo a la dispersión ácida. Emulsifique la solución con el mezclador a 14,00 – 18, 000 rpm por 30 segundos. Vierta inmediatamente la emulsión en un cilindro graduado a 100 ml y registre el volumen de rompimiento de agua en intervalos de tiempo transcurridos como se indica en la Figura 1 (referirse al Párrafo 15). Las pruebas son usualmente realizadas a temperatura ambiente del laboratorio.
10. Repita los pasos del Párrafo 8 y 9 omitiendo el desmulsificante.
11. Repita la preparación de la solución del Párrafo 8 pero use 25 ml de dispersión ácida con 75 ml de aceite crudo en la prueba descrita en el Párrafo 9 y 10.

PRUEBAS DE ACIDIFICACION EN CARBONATOS. PRUEBA CON ACIDO GASTADO.

12. Gaste la solución ácida conteniendo todos los aditivos excepto el desmulsificante con un exceso de roca de formación fragmentada. Este ácido deberá gastarse en un tiempo de 24 horas. Si el tiempo es una limitante, permita que el ácido este en contacto con los sólidos de formación hasta que deje de efervescer. Agite suavemente la mezcla para dispersar los finos; decante el ácido con los finos suspendidos en otro contenedor.
13. Si la roca de formación no está disponible prepare una solución de ácido gastado, sintética agregando cloruro de calcio grado reactivo y agua a una concentración equivalente a la concentración del cloruro en el ácido vivo. La solución deberá contener todos los otros aditivos que son usados para el tratamiento del pozo, cada uno de ellos a la concentración recomendada. Ajuste el pH a un valor entre 1 y 5 usando ácido clorhídrico. Si en una solución ácida diferente a ácido clorhídrico es usada, use la sal de calcio apropiada. Disperse 2.5 gr de un 90 % harina sílica-10% bentonita mezcla en 50 ml de solución ácida.
14. Prepare la emulsión con ácido gastado como se describe en el párrafo 9-11 y registre los datos.

REPORTANDO RESULTADOS DE PRUEBA

15. Los resultados deberán ser registrados como se muestra en el formato de la figura 1. Los resultados son reportados en porcentaje del volumen total de la fase acuosa original, el 100 % representa el porcentaje total de rompimiento de la fase acuosa. Adicionalmente se anotará, el grado del rompimiento de agua incluyendo la información que aparece en la columna del formato, como el volumen de la capa de sedimento, calidad de la interfase (ej. Definida o difusa) y la capa de aceite que se mantenga adherida al cilindro en la capa de agua.
16. Una opción es ir tomando fotos del sistema en emulsión hasta que se haya completado el periodo de prueba.

PRUEBA DE SLUDGE ACIDO

17. Algunos aceites crudos en contacto con el ácido tienen precipitados llamados sludges, aunque el sistema pueda no exhibir la tendencia a emulsionar. Las pruebas descritas en los párrafos 18-21 son procedimientos útiles para demostrar la tendencia a formar un sludge en condiciones de laboratorio. Con este método no puede determinarse si existe o no la tendencia a formar sludge en condiciones de campo o si el agente antisludge realiza satisfactoriamente su función en estas condiciones.

EQUIPOS Y MATERIALES

18. Los siguientes equipos y materiales son requeridos para realizar las pruebas de determinación de sludge.
- Agente surfactante, agente antisludge
 - Solución ácida conteniendo el inhibidor de corrosión y todos los demás aditivos excepto el agente antisludge.
 - Aceite crudo.
 - Baño maría, controlador de temperatura.
 - Botellas con tapa atornillable.
 - Malla de acero inoxidable No.100 de 3 pulgadas cuadrada.
 - Pizeta con soltrol 130 (Phillips Petroleum Co.)
 - Pizeta con agua.

PROCEDIMIENTO

19. Vaciar el ácido dentro de una botella limpia, agregar un volumen equivalente de aceite crudo libre de sólidos y emulsión. Cubra la botella y agite vigorosamente, coloque la mezcla en el baño maría a temperatura de formación y manténgalo estático por un mínimo de 4 horas preferentemente 24 horas. Cuidadosamente vierta la muestra a través de una malla de acero inoxidable # 100. Si no hay sólidos remanentes sobre la malla no habrá formado sludge. Si los

sólidos están presentes, lavar alternativamente la malla con agua tibia y soltrol 130. Esto removerá emulsiones y parafinas, pero no removerá sludge causado por ácido. Describa la cantidad de sludge, de acuerdo al listado. Reporte el resultado en los cuadros en una sección del formato mostrado en la figura 1.

Sin sludge- ninguna partícula sólida retenida sobre la malla.

Trazas- Muy pocas partículas pequeñas sobre la malla.

Moderada- Partículas evidentemente presentes sobre la malla.

Abundante- Muchas partículas grandes

20. Repetir los procedimientos del párrafo 19 usando el agente antisludge con las concentraciones especificadas por el proveedor.

21. Los agentes antisludge pueden influenciar en las pruebas de emulsión. Si un agente antisludge es empleado en una solución de tratamiento de un pozo, las pruebas de emulsión deberían incluir al agente como parte del sistema de pruebas.

CENTRO DE INVESTIGACIONES QUITO REPORTE DE RESULTADOS	Código: EXP.03.CI.FO.01
	Fecha del versionamiento: abril - 2021
	Versión: 01

Título :	Simulación del daño a la formación en el reservorio U Inferior del pozo Shushufindi-151D con un fluido de control de pozo diseñado por la empresa Schlumberger		
Área :	Simulación de Daños a la Formación	Número de Informe:	CIQ-SDF-SHS-151D-UI-007-2022
DATOS CLIENTE			
Solicitado por:	Activo Shushufindi		
Empresa/Cliente:	EPPETROECUADOR	Dirección:	AV. 6 de Diciembre 4226 y Gaspar Cañero Edif. Villafuerte
DATOS GENERALES			
Fecha de Inicio de los Ensayos: (dd-mm-aaaa)	06-03-2022	Fecha Entrega: (dd-mm-aaaa)	16-03-2022
Norma guía:	SPE 38154	N° Orden de Trabajo:	CIQ - 09- 2022
Código de la Guía del Ensayo:			

DATOS TÉCNICOS DE LAS MUESTRAS & CONDICIONES DE ENSAYO :							
Activo	Shushufindi		Campo		Shushufindi	Bloque	57
Pozo	SHS-151D	Formación/Reservorio	Napo/UI	Profundidad	9522.10'	Presión de poro (psi):	1200
Diámetro del plug vertical (mm):			35.68	Presión confinamiento (psi):		1700	
Longitud de plug (mm):			37.11	Temperatura de ensayo (°C):		80	
K al aire de plug (mD):			138.05	Caudal máximo de ensayo (cm³/min):		1.25	
Porosidad (%):			17.9	Volumen Poroso (cm³):		6.64	
Viscosidad dinámica del petróleo (cP)			8.45	Viscosidad dinámica de la sol. (cP)		1	

GENERALIDADES Y METODOLOGÍA

1. Antecedentes

Por pedido del Activo Shushufindi de EPPETROECUADOR, en el CIQ se programó la realización de varias pruebas de permeabilidad de retorno, utilizando como fluidos a prueba soluciones que serán probadas como fluidos de control de pozo.

Este reporte corresponde a los ensayos realizados en la muestra tomada de forma vertical a la profundidad de 9522.10 pies, en el pozo Shushufindi – 151D en el que se probó una solución proporcionada por la empresa Schlumberger, para ser utilizada como fluido de control de pozo.

2. Alcance

Este trabajo comprende desde la determinación de la permeabilidad inicial de petróleo del plug, hasta la cuantificación del valor de la permeabilidad de retorno.

3. Objetivo

Determinar el daño o beneficio causado a la permeabilidad del reservorio, por la utilización de un fluido de control de pozo.

4. Fluido de prueba

El fluido de control de pozo, fue preparada por personal de la empresa Schlumberger en las instalaciones del Centro de Investigaciones Quito, cuya composición es la siguiente:

PRODUCTO	F# 4
FORMATO DE SODIO	5.0 LB/BBL
KLA-CURE	0.52%
ECF-1864	0.26%
SAFE-BREAK 611	- - -
EGMBE SOLVENT	1.30%
FLOWBAK	0.26%
CARBOSAN 1516	0.06%

. Metodología de la prueba

5.1.- Selección de la muestra de roca reservorio

Se realizó el trabajo, fue realizada por un técnico del Activo Shushufindi, el mismo que determinó la profundidad de 9522.10 pies para la toma de muestra en el reservorio U Inferior del pozo Shushufindi – 151D.

5.2.- Preparación de la muestra de reservorio

- Se cortó un plug de 1.5" de diámetro y 3.71 centímetros de longitud, del núcleo usando un taladro vertical con broca diamantada tipo saca bocados.



Fotografía 1. Cortadora de plugs

- Se realizó el perfilado para obtener una muestra cilíndrica de caras paralelas.



Fotografía 2. Perfiladora de plugs

- De las esquirlas generadas a lo largo del perfilado de la muestra se tomaron fragmentos (partes) para la ejecución del análisis mineralógico petrográfico y de microscopía electrónica de barrido.
- La supresión de hidrocarburo se hizo por circulación tolueno en un equipo Soxlet, instalado en una cámara extractora de gases.



Fotografía 3. Sistema Soxlet para eliminación de hidrocarburo de muestras de roca reservorio.

- Para borrar la humedad que podría estar albergada en los espacios porosos y gargantas porales se metió la muestra en un horno al vacío por 24 horas a 60°Celsius.
- La Decisión de porosidad y permeabilidad se hizo en los accesorios Poro-permeámetro por inyección de nitrógeno (porosidad) y por circulación de Nitrógeno (Permeabilidad), por medio de la muestra de piedra (plug).



Fotografía 4. Equipo Poro-permeámetro.

- La saturación de la muestra con agua de formación del reservorio U Inferior se hizo en un cilindro saturador a la presión de 1500 psi alrededor de, por 3 días, para garantizar que la muestra se sature al 100%.



Fotografía 5. Sistema de saturación de la muestra de reservorio (plug).

5.3.- Preparación de la muestra de petróleo

- Con el objetivo de liberar al petróleo de sedimentos finos, se hizo el filtrado del petróleo por medio de una membrana de plata de 0.46 micras, a una presión aproximada de 80 psi.

ANÁLISIS ENSAYOS Y RESULTADOS

1. Petrofísica básica de la muestra de roca reservorio (9522.10')

1.1.- Porosidad efectiva

La determinación de este parámetro se realiza siguiendo el procedimiento EXP.03.CI.PR.06 que es parte de los documentos del Sistema de Gestión de Calidad del CIQ. Este procedimiento es utilizado para muestras consolidadas de roca arenisca, cortadas en forma de plug, con dimensiones de 1 o 1.5 pulgadas de diámetro y entre 2 y 5 cm de longitud, para un rango de trabajo de 1 a 30% de Porosidad Efectiva.

El equipo utilizado para determinar la porosidad es el Poro-permeámetro de Nitrógeno, que para este fin funciona en base a la "Ley de Boyle".

Bajo estas condiciones, para la muestra de roca reservorio tomada en el pozo Shushufindi – 151D, reservorio U Inferior, a la profundidad de 9522.10' se obtuvo un valor de 17.9 % de porosidad efectiva.

2. Permeabilidad al aire

La permeabilidad es definida con el mismo equipo (poro-permeámetro) que se usa para ver la porosidad.

Tal se concluyó para la muestra de piedra reservorio, cortada a la hondura de 9624.10' un costo de permeabilidad positiva al viento de 138.05 mD.

3. Permeabilidades a líquidos

Los ensayos para obtener las permeabilidades fueron hechos en los accesorios FDS 350, a condiciones de presión y temperatura de reservorio, inyectando petróleo o el fluido a probarse por medio de la muestra, en una porción mínima de 10 volúmenes porosos del plug.



Fotografía 6. Sistema de ensayos de simulación de daños a la formación.

La cuantificación de los valores de permeabilidad se realiza mediante un promedio de los valores que arroja el equipo cada minuto, durante la circulación de los aproximadamente 8 últimos volúmenes porosos que circulan por la muestra.

En el Gráfico1, se muestra la secuencia de ensayos realizados en el equipo simulador de daños a la formación FDS-350.

- **Permeabilidad inicial (KI)**

Este parámetro se obtuvo haciendo circular petróleo por la muestra (roca) en una cantidad de 36.91 volúmenes porosos en sentido formación hacia pozo, luego de lo cual, se determinó que para este reservorio la permeabilidad inicial es 30.10 mD.

- **Simulación del daño a la formación con el fluido de control de pozo**

Se inyectó el fluido en base a formiato de sodio a la muestra de roca del reservorio en una cantidad de 40.75 volúmenes porosos, con lo cual se determinó como información adicional o referencial que, el valor promedio de permeabilidad efectiva al fluido en dirección pozo-formación es de 4.23 mD, que nos indica la facilidad/dificultad con que el fluido se desplazaría en el reservorio.

- **Permeabilidad de retorno (KR)**

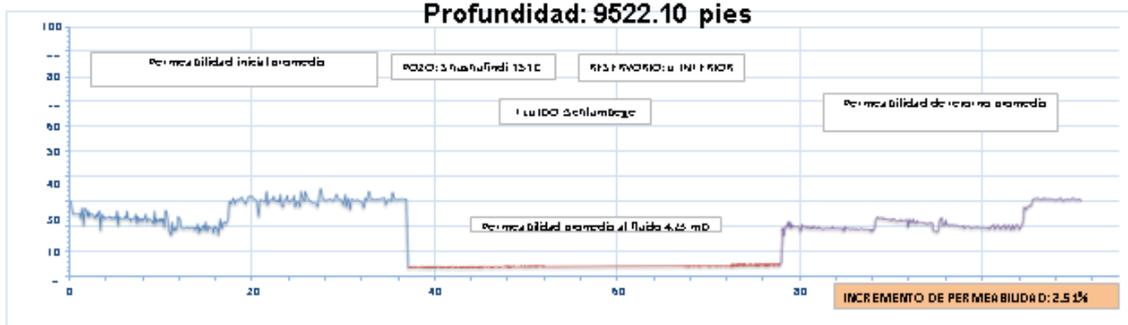
Esta permeabilidad fue determinada luego de nuevamente circular petróleo a través de la muestra de reservorio, en una cantidad de 32.69 de roca en sentido formación - pozo, luego de lo cual, se determinó que para este reservorio la permeabilidad de retorno tiene un valor de 30.86 mD.

1. Efecto del fluido de control de pozo en el reservorio U Inferior

La diferencia entre la permeabilidad inicial KI (30.10 mD) y la de retorno KR (30.86 mD), determina el porcentaje de daño o beneficio causado al reservorio por el fluido, en este caso, se obtuvo un incremento de la movilidad del petróleo, cuantificado en 2.51 %, o su equivalente de 0.75 mD, en el reservorio U Inferior en el pozo Shushufindi-151D.

Gráfico 1

Secuencia de ensayos y resultados en el reservorio U Inferior del pozo Shushufindi-101 Profundidad: 9522.10 pies



NOTAS:

- Los fluidos como el petróleo, el agua de formación y fluido de control fueron proporcionados por los técnicos de la empresa SCHLUMBERGER, en las instalaciones del CIQ.
- El plug cortado en forma vertical del reservorio U Inferior (9522.10') del pozo Shushufindi-151D, utilizado para esta prueba posee 17.9% de porosidad, considerada como buena y 138.05 mD de permeabilidad al aire, catalogada como muy buena (Levorsen A. I, 1973).

CONCLUSIONES:

- El promedio de la permeabilidad determinada como inicial fue de 30.10 mD, para el reservorio U Inferior del pozo Shushufindi-151D.
- Luego de la inyección del fluido de control de pozo a través del plug, se obtuvo como permeabilidad de retorno al petróleo 30.86 mD.
- De la relación entre la permeabilidad tomada como inicial (KI) y la de retorno (KR) se obtiene que, se produce un incremento de la permeabilidad, cuantificado en 2.51 %, o su equivalente de 0.75 mD, que significa que la utilización del fluido de control de pozo en el reservorio U Inferior del pozo Shushufindi - 151D, aumentaría la movilidad del petróleo.