# DISEÑO DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA REMOVER DEPÓSITOS ORGÁNICOS A NIVEL DE LA CARA DE LA FORMACIÓN. APLICACIÓN CAMPO COLORADO

**DIANA MILENA POVEDA MALAVER**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**
**FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS**
**ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA**
**POSTGRADO EN INGENIERÍA QUÍMICA**
**BUCARAMANGA**
**2009**

# DISEÑO DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA REMOVER DEPÓSITOS ORGÁNICOS A NIVEL DE LA CARA DE LA FORMACIÓN. APLICACIÓN CAMPO COLORADO

**DIANA MILENA POVEDA MALAVER**

**Proyecto de Investigación para optar al título de Magíster en Ingeniería Química**

**Director:**
**VIATCHESLAV KAFAROV**
**Ingeniero Químico, Ph. D.**

**Co-Directores**
**MANUEL GUILLERMO JAIMES**
**Ingeniero de Petróleos - ICP**
**ZARITH PACHÓN**
**MSc. Química - ICP**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**
**FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS**
**ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA**
**POSTGRADO EN INGENIERÍA QUÍMICA**
**BUCARAMANGA**
**2009**

*A Dios, mi inspiración, fuente de toda fortaleza, paz, bien, prosperidad, alegría, amor y bendición de mi vida. Por guiarme con su infinita sabiduría siempre renovada en todo momento. Porque: "Todo lo puedo, en Cristo que me fortalece".*

*A mi familia, por ser una hermosa bendición de Dios, cargada de respaldo, apoyo, compañía, ejemplo de valentía, amistad sincera, amor incondicional y cercanía en todo momento. A Henry mi amado y compañero en todas las jornadas.*

*A todos los compañeros de camino que conocí en esta bonita experiencia de vida, de quienes aprendí algo nuevo, por su valiosa amistad y apoyo en el momento oportuno.*
Gracias.

DIANA MILENA

## AGRADECIMIENTOS

Como autor del actual proyecto de investigación expreso mis sinceros agradecimientos a:

-Al Dr. Viatcheslav Kafarov y al Ing. Manuel Guillermo Jaimes, Directores de Proyecto, por su importante respaldo, apoyo, orientación y acompañamiento a lo largo de todo el proceso de desarrollo del proyecto.

-A la Msc. Qca. Zarith Pachón, Codirectora del Proyecto, por sus valiosos aportes, por facilitar los espacios para el análisis experimental de la investigación, en las Instalaciones del Instituto Colombiano del Petróleo.

-A la Dra. Zully Calderón por su apoyo para dar ejecución y llevar a cabo el desarrollo de este proyecto.

-Al Msc. Emiliano Ariza, por su amistad y orientación, por su apoyo para la obtención de las muestras en la Litoteca del Instituto Colombiano del Petróleo.

-Al grupo de Campos Maduros, por ser un espacio de formación y crecimiento, y a su Líder técnico, el Ingeniero Rubén Castro, por sus oportunos consejos y por su valioso apoyo y gestión, para el desarrollo de las pruebas en el Instituto Colombiano del Petróleo.

-Al campo Escuela Colorado, (Ing. Laura Amaya, Ing. Carlos Monsalve y equipo) por la oportunidad de ser parte integrante de este grandioso macroproyecto de campo Petrolero Experimental en Colombia.

-A los profesionales y tecnólogos de los laboratorios de Química de Producción y Daños a la Formación del Instituto Colombiano del Petróleo, por compartir su experiencia, fundamental durante todo el proceso experimental.

-A todos los compañeros del Grupo de Campos Maduros, Diana, César, Jose Carlos, Néstor, Mauro, Aldemar, Rolando, a todos, por su amistad sincera y compartir, por ser compañeros de camino en este importante proceso.

-Al Sr. Salomón, operador del Campo Colorado por su generosa colaboración para el acceso a las muestras del material de estudio.

**CONTENIDO**

**Pág.**


| | |
|---|---|
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA | 3 |
| 1.1 DAÑO A LA FORMACIÓN | 3 |
| 1.1.2 Mineralogía de la Formación | 3 |
| 1.1.3 Problemas de Daño a la Formación, Factores y Mecanismos | 4 |
| 1.2 TIPOS DE DAÑO | 6 |
| 1.2.1 Por Invasión de Fluidos | 6 |
| 1.2.2 Por arcillas. Sensibilidad Mineral de las Formaciones Sedimentarias | 6 |
| 1.2.3 Daño Por Bloqueo de Agua | 7 |
| 1.2.4 Daño Por Bloqueo de Aceite | 7 |
| 1.2.5 Daño por Bloqueo de Emulsiones | 7 |
| 1.2.6 Daño por Cambios de Mojabilidad | 8 |
| 1.2.7 Daño por Precipitación Secundaria | 8 |
| 1.2.8 Daño Asociado con la Producción | 8 |
| 1.3 ESTIMULACIÓN MATRICIAL | 9 |
| 1.3.1 Estimulación Matricial No Reactiva (ó no Ácida) | 10 |
| 1.3.2 Estimulación Matricial Reactiva | 11 |
| 1.4 FENÓMENOS DE SUPERFICIE | 11 |
| 1.4.1 Tensión Superficial | 11 |
| 1.4.2 Tensión Interfacial | 12 |
| 1.5 MOJABILIDAD | 12 |

1.5.1 Mojabilidad por agua 13
1.5.2 Mojabilidad por aceite 13
1.5.3 Mojabilidad Mixta 14
1.5.4 Mojabilidad Intermedia (Neutral) 15
1.5.5 Mojabilidad Basada en la Mineralogía 15
1.6 MÉTODOS DE CONTROL Y REMOCIÓN DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS 16
1.6.1 Método Mecánico 16
1.6.2 Método Químico 16
1.6.3 Método Solavite 16
1.6.4 Método Bacterial 17
1.6.5 Método Magnético 17
1.6.6 Métodos Térmicos 17
1.7 DEPÓSITOS DE MATERIAL ORGÁNICO 17
1.7.1 caracterización de sólidos cerosos del crudo 20
1.7.2 Propiedades Físicas de Hidrocarburos Parafínicos 21
1.7.3 Solubilidad de Hidrocarburos parafínicos- Solutos No Iónicos 22
1.8 SURFACTANTES 23
1.8.1 Acción de los surfactantes 24
1.9 CLASIFICACIÓN DE LOS SURFACTANTES 25
1.9.1 Surfactantes Aniónicos 26
1.9.2 Surfactantes Catiónicos 26
1.9.3 Surfactantes No Iónicos 26
1.9.4 Surfactantes Anfotéricos 27
2. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO 28

2.1 LOCALIZACIÓN 28
2.2 GENERALIDADES DEL CAMPO 29
2.3 ESTADO MECÁNICO 29
2.4 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA 30
2.5 HISTORIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN 31
2.5.1 Producción acumulada de Fluidos 33
2.5.2 Mapa Estructural del Campo Colorado 33
2.5.3 Actualidad 33
3. ANTECEDENTES 35
4. METODOLOGÍA 39
4.1 SELECCIÓN DE LOS MATERIALES BASE DE ESTUDIO 40
4.1.1 Crudo Colorado 40
4.1.2 Depósito Orgánico 41
4.1.3 Aguas Campo Colorado 41
4.1.4 Arenas Formación Mugrosa 41
4.2 CARACTERIZACIÓN FISICOQUÍMICA CRUDO 42
4.2.1 Análisis Sara 43
4.2.2 Punto de Fluidez 43
4.2.3 Espectroscopia Infra Rojo 43
4.2.4 Determinación del Índice de Inestabilidad Coloidal 44
4.3 ANÁLISIS COMPOSICIONAL DEL MATERIAL ORGÁNICO 45
4.4 CARACTERIZACIÓN DE ARENAS DE FORMACIÓN MUGROSA 45
4.5 DISEÑO DEL TRATAMIENTO QUÍMICO 46
4.5.1 Pruebas Desarrolladas en la Evaluación de Tratamientos para los Pozos Colorado 25 y Colorado 75 46

4.5.2 Preparación de las Formulaciones para el Tratamiento 47
4.5.3 Evaluación de Fluidos de Tratamiento provenientes de las Compañías Proveedoras 47
4.5.4 Preparación de Salmuera Sintética Colorado 49
4.5.5 Desarrollo Experimental 50
4.6 PRUEBAS PARA EVALUACIÓN DE INTERACCIONES FLUIDO-FLUIDO 52
4.6.1 Solubilidad y Compatibilidad 52
4.7 PRUEBAS PARA EVALUACIÓN DE INTERACCIONES ROCA-FLUIDO 54
4.7.1 Mojabilidad Visual 54
4.7.2 Detergencia 56
4.8 CAPACIDAD DE DISOLUCIÓN 56
4.8.1 Determinación cualitativa 56
4.8.2 Determinación cuantitativa 57
4.8.3 Tensión Interfacial 59
4.8.4 Evaluación Técnico-Económica 59
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS 60
5.1 CARACTERIZACIÓN FISICOQUÍMICA DEL CRUDO 60
5.1.1 Análisis SARA 60
5.1.2 Índice de Inestabilidad Coloidal IEC 62
5.1.3 Espectroscopia de Infrarrojo 62
5.2 ANÁLISIS COMPOSICIONAL DEL DEPÓSITO SÓLIDO 64
5.2.1 Análisis SARA 64
5.2.2 Destilación Simulada por Cromatografía de Gases 65
5.3 CARACTERIZACIÓN DE ARENAS DE FORMACIÓN 71
5.4 CARACTERIZACIÓN FISICOQUÍMICA DE AGUAS 73

5.5 DISEÑO DEL TRATAMIENTO 74
5.5.1 Resultados de evaluación de formulaciones de tratamiento 74
5.5.2 Pruebas para evaluación de interacciones fluido-fluido 74
5.5.2.1 Prueba de Solubilidad 74
5.5.2.2 Compatibilidad 75
5.5.3 PRUEBAS PARA EVALUACIÓN DE INTERACCIONES ROCA-FLUIDO 76
5.5.3.1 Mojabilidad Visual 76
5.5.3.2 Detergencia 76
5.5.4 Capacidad de Disolución 77
5.5.4.1 Resultados Sistema de Filtración en Caliente 94
5.5.4.2 Impacto de los Resultados 96
5.5.4.3 Tensión Interfacial 97
5.5.4.4 Costos de Tratamiento 97
6. CONCLUSIONES 99
RECOMENDACIONES 101
BIBLIOGRAFÍA 102
ANEXOS 107

## LISTA DE TABLAS

**Pág.**


Tabla 1. Minerales comunes que componen las Rocas Sedimentarias 4

Tabla 2. Problemas causados por minerales arcillosos 6

Tabla 3. Fases de las cadenas de carbonos de hidrocarburos 18

Tabla 4. Propiedades Físicas de Hidrocarburos parafínicos 19

Tabla 5. Porcentajes de alcanos lineales, ramificados y ciclo-alcanos en material ceroso del crudo. 21

Tabla 6. Fotografías Campo Colorado 29

Tabla 7. Instalaciones Pozos Colorado 30

Tabla 8. Características de Yacimiento y datos básicos de arenas 31

Tabla 9. Datos Básicos de Campo Colorado 32

Tabla 10. Descripción Pozos Colorado a Evaluar 40

Tabla 11. Caracterización Fisicoquímica de Crudos 43

Tabla 12. Clasificación de Crudos según CII 44

Tabla 13. Análisis Composicional del Material Orgánico 45

Tabla 14. Caracterización Arenas de Formación 46

Tabla 15. Pruebas Desarrolladas en la Evaluación de Tratamientos Orgánicos 47

Tabla 16. Formulaciones Evaluadas de Compañía A para Colorado 48

Tabla 17. Formulaciones Evaluadas de Compañía B para Colorado. 48

Tabla 18. Formulaciones Evaluadas de Compañía C para Colorado 49

Tabla 19. Composición de salmuera sintética Equivalente Colorado 50

Tabla 20. Relaciones de Mezcla; Tratamiento Orgánico, Salmuera y Crudo Evaluados 53

Tabla 21. Descripción Arenas de Formación 55

Tabla 22. Relaciones Evaluadas para Capacidad de Disolución 57

Tabla 23. Propiedades Fisicoquímicas de Crudos 60

Tabla 24. Fracciones SARA de crudos Colorado 61

Tabla 25. Índices de Inestabilidad Coloidal 62

Tabla 26. Análisis SARA Material Sólido Colorado 65

Tabla 27. Puntos de Fusión Material Colorado 25 68

Tabla 28. Puntos de Fusión Material Colorado 75 70

Tabla 29. Caracterización por DRX Arena C Formación Mugrosa 71

Tabla 30. Caracterización por DRX arenas B Formación Mugrosa 72

Tabla 31. Caracterización Fisicoquímica Aguas Colorado 73

Tabla 32. Resultados Evaluación Solubilidad Compatibilidad y Detergencia Formulación 1 A 78

Tabla 33. Resultados Mojabilidad y Capacidad de disolución Formulación 1 A 79

Tabla 34. Resultados Evaluación Mojabilidad y Capacidad Disolución Formulación 2 A 81

Tabla 35. Resultados Evaluación solubilidad y detergencia, Formulación 3 A 82

Tabla 36. Resultados Evaluación Mojabilidad y Capacidad de Disolución Formulación 3 A 83

Tabla 37. Resultados Evaluación Compatibilidad, Solubilidad y Detergencia Formulación 4 A 84

Tabla 38. Resultados Evaluación Mojabilidad y Capacidad de Disolución Formulación 4. 85

Tabla 39. Resultados Evaluación Solubilidad, Compatibilidad y Detergencia Formulación 1 B. 86

Tabla 40. Resultados Evaluación Mojabilidad y Capacidad Disolución Formulación 1 B. 87

Tabla 41. Resultados Evaluación Solubilidad, Compatibilidad y Detergencia Formulación 2B. 88

Tabla 42. Resultados Evaluación Mojabilidad y Capacidad de Disolución Formulación 2 B. 89

Tabla 43. Resultados Evaluación Solubilidad, Compatibilidad y Detergencia Formulación 3 B. 90

Tabla 44. Resultados Evaluación de Mojabilidad y Capacidad de Disolución Formulación 3 B. 91

Tabla 45. Resultados Evaluación Solubilidad Compatibilidad y Detergencia Formulación 4 B. 92

Tabla 46. Resultados Mojabilidad y Capacidad de Disolución Formulación 4 B 93

Tabla 47. Capacidad de Disolución Formulaciones compañía B Vs Material sólido Colorado 94

Tabla 48. Capacidad Disolución Formulaciones compañía A Vs Material sólido Colorado 95

Tabla 49. Formulaciones de Tratamientos Seleccionadas 96

Tabla 50. Resultados de Tensión Interfacial de las Formulaciones seleccionadas, con Salmuera sintética Colorado. 97

Tabla 51. Costos de Tratamiento, Formulación 2 Compañía A seleccionada 97

Tabla 52. Costos de Tratamiento Formulación 1 Compañía B seleccionada 98

## LISTA DE FIGURAS

**Pág.**


Figura 1. Daño de formación por obstrucción en los túneles de las perforaciones 9

Figura 2. Sistema de Producción de un Pozo 10

Figura 3. Interfase Líquido-Aire 12

Figura 4. Sistema Roca-Fluido 13

Figura 5. Angulo de contacto de una gota de petróleo rodeada de agua, sobre una superficie. 14

Figura 6. Muestras sólidas provenientes de pozos Colorado 18

Figura 7. Estructura química de Hidrocarburos Parafinicos 23

Figura 8. Representación Esquemática de un Surfactante 24

Figura 9. Representación Esquemática tipos de Surfactantes 26

Figura 10. Localización Campo Colorado 28

Figura 11. Metodología Experimental desarrollada en el Proyecto 39

Figura 12. Diagrama Fase de Experimentación para la Evaluación y Selección de Aditivos de Tratamiento 51

Figura 13. Arenas de Formación Mugrosa 54

Figura 14. Sistema de Filtración en Caliente para Determinación Cuantitativa de Disolución de la Muestra 58

Figura 15. Diagrama del Proceso realizado para el Sistema de Filtración en Caliente 59

Figura 16. Fracciones SARA de crudos Colorado 61

Figura 17. Espectro Infrarrojo Crudo Colorado 75 63

Figura 18.Espectro Infrarrojo Crudo Colorado 25 64

Figura 19. Fracciones Sara Material Orgánico Colorado 65

Figura 20. Cromatograma Material Sólido Proveniente de Colorado 25 66

Figura 21. Distribución del Número de carbonos y Puntos de Fusión Material Colorado 25 67

Figura 22. Puntos de Fusión Material Orgánico Colorado 25 67

Figura 23. Cromatograma Material Sólido proveniente de Colorado 75 68

Figura 24. Distribución del Número de Carbonos Colorado 75 69

Figura 25. Puntos de Fusión Material Orgánico Colorado 75 70

Figura 26. Difractograma Arenas C Formación Mugrosa 71

Figura 27. Difractograma Arenas B Formación Mugrosa 72

Figura 28. Porcentaje de Disolución Material sólido Colorado mediante las Formulaciones B 94

Figura 29. Porcentaje de Disolución Material sólido Colorado mediante Formulaciones A 95

## LISTA DE ANEXOS

**Pág.**


Anexo A. METODOLOGÍA CARACTERIZACIÓN DE ARENAS DE FORMACIÓN MEDIANTE LA TÉCNICA ANALÍTICA DE DIFRACCIÓN DE RAYOS X 108

Anexo B. TÉCNICAS ANALÍTICAS PARA CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS Y DEPÓSITOS ORGÁNICOS 110

Anexo C. DIFRACTOGRAMA DE LAS MUESTRAS DE ARENAS C DE FORMACIÓN MUGROSA 113

Anexo D. DESTILACIÓN SIMULADA CRUDOS COLORADO 114

Anexo E. COMPORTAMIENTO REOLÓGICO CRUDOS COLORADO 117

Anexo F. DESCRIPCIÓN ENSAYOS EMPLEADAS PARA EL DISEÑO DE TRATAMIENTO 118

Anexo G. FICHAS TÉCNICAS DE LOS PRODUCTOS NALCO Y PETROCARIBE EVALUADOS 120

# RESUMEN


**TÍTULO:** DISEÑO DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA REMOVER DEPÓSITOS ORGÁNICOS A NIVEL DE LA CARA DE LA FORMACIÓN. APLICACIÓN CAMPO COLORADO*

**AUTOR:** Diana Milena Poveda Malaver**

**PALABRAS CLAVES:** Depósitos Orgánicos, Solventes, Parafina, Estimulación Matricial, Aditivo Químico, Remoción, Daño a la Formación.

**DESCRIPCIÓN:**

Se diseñó un tratamiento químico de estimulación matricial para remoción de depósitos parafínicos a nivel de los túneles de las perforaciones y la cara de la formación, aplicable al Campo Colorado. El diseño del tratamiento se basó en la consideración de parámetros relevantes como la identificación del tipo de material del depósito y su fracción orgánica, en términos de sus componentes hidrocarburos mediante distribución del número de carbonos y Análisis SARA, lo cual permitió discriminar entre obstrucción por depósitos parafínicos y asfalténicos, y determinar que los depósitos de los pozos analizados tienen composición química similar. Simultáneamente, se realizó la caracterización fisicoquímica del crudo. El diseño del tratamiento se basó en la evaluación de tratamientos químicos provenientes de tres compañías proveedoras simulando temperaturas de yacimiento. Se analizó la efectividad del tratamiento mediante el estudio de la compatibilidad con la roca y los fluidos de la formación, por medio de la evaluación de Interacciones roca-fluido y fluido-fluido. Así mismo, el porcentaje de solvencia del material se determinó mediante ensayos de capacidad de disolución a nivel de laboratorio, por diferencia de pérdidas de peso. La selección del fluido óptimo se basó en los resultados de las pruebas de tensión interfacial y en la alta efectividad de disolución de la formulación, lográndose obtener un fluido de alta aplicabilidad al campo.


---

* Trabajo de Investigación

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería Química. Maestría en Ingeniería Química. Director: Dr. Viatcheslav Kafarov. Codirector: Ing. Manuel Guillermo Jaimes. Msc Química Zarith Pachón.

# ABSTRACT


**TITLE:** DESIGN OF A CHEMICAL TREATMENT TO REMOVE ORGANIC DEPOSITS CONCERNING THE FACE OF THE FORMATION. APPLICATION COLORADO* FIELD

**AUTHOR:** Diana Milena Poveda Malaver**

**KEY WORDS**: Organic, Reliable deposits, Paraffin, Matrix Stimulation, Chemical Additive, Removal, Damage to the Formation.

**DESCRIPTION:**

A chemical treatment of matrix stimulation for removal of Paraffin deposits concerning to the tunnels of the perforations and the face of the formation, applicable to the Colorado Field was designed. The design of the treatment was based on the consideration of excellent parameters like the identification of the type of material of the deposit and its organic fraction, in terms of its component hydrocarbons by means of distribution of the number of carbons and Analysis SARA, which allowed to discriminate between obstruction by Paraffin and asphalt deposits, and to determine that the deposits of analyzed wells have similar chemical composition. Simultaneously, the physico-chemical characterization of the crude one was realised. The design of the treatment was based on the originating chemical treatments evaluation of three companies suppliers simulating temperatures of deposit. The effectiveness of the treatment by means of the study of the compatibility with the rock and the fluids of the formation was analyzed, by means of the evaluation of Interactions rock-fluid and fluid-fluid. Also, the percentage of solution of the material was determined by means of tests of capacity of dissolution concerning laboratory, by difference of losses of weight. The selection of the optimal fluid was based on the test resultses of interface tension and on the high effectiveness of dissolution of the formulation, being obtained to a fluid from high applicability to the field.


---

* Work of Investigation

** Faculty of Physico-chemical Engineerings, School of Chemical Engineering. Masters in Chemical Engineering. Director: Dr. Viatcheslav Kafarov. Co-director: Ing. Manuel Guillermo Jaimes. Chemical Msc Zarith Pachón.

# INTRODUCCIÓN

La producción del crudo en muchos países del mundo con frecuencia se ve afectada por la generación de precipitados y depósitos orgánicos que ocasionan obstrucción del flujo a lo largo de los sistemas de extracción y recolección. A nivel de la formación productora de hidrocarburos, estos depósitos generan obstrucción de los canales porosos, reducción de la permeabilidad y consecuente daño a la formación [6]. De este modo, constituyen el principal factor de pérdida de productividad en los campos petroleros.

En efecto, asfaltenos y parafinas constituyen la fase sólida del crudo en términos de sus fracciones de hidrocarburos pesados, los cuales se vuelven insolubles, bajo condiciones que prevalecen durante las operaciones de producción del crudo, debido a alteraciones en el equilibrio termodinámico de los fluidos.

Desde los inicios de la vida productiva, el Campo Colorado ha presentado problemas mecánicos, como el taponamiento de líneas por depósitos parafínicos que han disminuido el potencial del producción, ocasionado una fuerte declinación del caudal de producción pasando de 1771 BOPD en 1961, hasta llegar a un valor de 47 BOPD en 1989, siendo este periodo caracterizado por la pérdida de varios pozos productores del campo [17]. El comportamiento actual de la producción del crudo mantiene la tendencia, desde el año 2003 hasta hoy día, con un promedio entre 20 BOPD y 30 BOPD, y entre cinco pozos en producción.

Ahora bien, la generación de depósitos parafínicos constituye un fenómeno altamente dependiente de la temperatura, cuando se encuentra por debajo del punto de nube, y la composición del crudo, que puede presentarse también debido a operaciones incorrectas como la inyección de fluido no isotérmico-frío, fluidos

químicos incompatibles, inyección de aceite caliente que contiene agentes taponantes ó sedimentos, proveniente de los tanques de almacenamiento [17].

Los depósitos parafínicos están constituidos esencialmente por mezclas de hidrocarburos que contienen cadenas de alcanos, los cuales son de naturaleza cristalina y tienden a precipitar del crudo a temperaturas por debajo del punto de nube mediante una secuencia de etapas de nucleación y crecimiento hasta formar una estructura de fase sólida ordenada. Así mismo, estos materiales pueden precipitar en presencia de otros compuestos como resinas, gomas y asfaltenos.

El panorama actual de producción del campo Colorado es prometedor. Es así como, la estimulación matricial no reactiva, vía tratamiento químico, representa una tecnología de interés para la remoción del daño por depósitos orgánicos a nivel de los túneles de las perforaciones y de la formación productora, que pueden haber sido ocasionados por las continuas prácticas de inyección de aceite caliente, realizadas para el control de la parafina en tubería después de los años setenta [17].

En este trabajo se diseñó un fluido óptimo de tratamiento químico para remoción de depósitos orgánicos provenientes del campo Colorado. El diseño del tratamiento está basado en la consideración de parámetros relevantes como la caracterización fisicoquímica del crudo e identificación del tipo de material de depósito, parámetro fundamental para determinar las estrategias de remoción o inhibición de los depósitos.

Para el diseño del tratamiento, se realizó la selección y evaluación de tratamientos mediante el análisis de interacciones con la roca y fluidos de la formación productora; y ensayos experimentales con los que se evaluó el poder de disolución del material orgánico, la mojabilidad y la tensión interfacial.

# 1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

## 1.1 DAÑO A LA FORMACIÓN [6, 8].

Asociado a la restricción al flujo de los fluidos en el medio poroso, obstrucción de las perforaciones, disminución de la permeabilidad efectiva (de los espacios vacíos interconectados). El daño a la formación se puede presentar como resultado de la precipitación y depositación de material orgánico dentro del yacimiento, sobre los poros del reservorio. Este fenómeno es altamente dependiente de la temperatura, presión y composición del crudo del reservorio. Puede presentarse debido a operaciones incorrectas como la inyección de fluido No-Isotérmico frío, fluidos químicos incompatibles, inyección de aceite caliente proveniente con parafinas o material orgánico, de los tanques de almacenamiento, para limpiar la tubería o la formación, el cual puede contener agentes taponantes (parafinas o alcanos de alto peso molecular, y sólidos inorgánicos tales como sulfuros de Fe, óxidos de Fe, arcillas o arenas).

El daño a la formación es operacionalmente indeseable y es un problema económico que puede ocurrir durante varias fases del crudo y gas recuperado de los reservorios del subsuelo, incluyendo producción, perforación, fracturamiento hidráulico y operaciones de workover.

**1.1.2 Mineralogía de la Formación [8].** La migración de finos y el hinchamiento de arcillas son las principales causas de daño a la formación, determinada por la disminución de la permeabilidad. El daño también puede ocurrir por invasión de lodos de perforación, fracturamiento hidráulico y operaciones de workover. Generalmente, la formación sedimentaria típica es sensible al daño por migración de finos e hinchamiento de arcillas. Este fenómeno es controlado por la absorción de agua proceso de difusión y el hinchamiento, propiedad dependiente de la arcillosidad de la roca.

Los minerales más comunes que componen las principales formaciones sedimentarias productoras de hidrocarburos y el contenido promedio por tipos de roca, se relacionan a continuación:

Tabla 1. Minerales comunes que componen las Rocas Sedimentarias

| MINERAL | CONTENIDO % PESO | | COMPOSICIÓN QUÍMICA |
|---|---|---|---|
| | ROCAS SÍLICAS | ROCAS CALCÁREAS | |
| **CUARZO** | 70 | 4 | Si O2 |
| **FELDESPATOS** | 8 | 2 | |
| **Ortoclasa** | | | Si3 Al O8 K |
| **Albita** | | | Si3 Al O8 Na |
| **Anorita** | | | Si3 Al O8 Ca |
| **Plagioclasa** | | | |
| **MICAS** | | Trazas | |
| **Biotita** | | | (Al Si3 O10)K (Mg, Fe)3 (OH)2 |
| **Moscovita** | | | (Al Si3 O10)K (Al)2 (OH)2 |
| **ARCILLAS** | 7 | 1 | |
| **Caolinita** | | | (Al4 (SiO4 O10) (OH)8 |
| **Illita** | | | Si4 - xAlxO10 (OH)2 Kx Al2 |
| **Smectita** | | | |
| **Clorita** | | | (Al Si3 O10) Mg5 (Al, Fe)2 (OH)8 |
| **CARBONATOS** | 10 | 92 | |
| **Calcita** | | | CaCO3 |
| **Dolomia** | | | Ca Mg (CO3)2 |
| **SULFATOS** | Trazas | Trazas | |
| **Yeso** | | | CaSO4, 2H20 |

Fuente. Islas, C. M. Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. CIPM. Col. I.P. México.

**1.1.3 Problemas de Daño a la Formación, Factores y Mecanismos [6, 8].** Amaefule et al. (1998) Clasificaron los factores que afectan el daño a la formación como: (1) La invasión de fluidos extraños, tales como agua y químicos usados para recobro mejorado, invasión de lodos de perforación y fluidos de workover; (2)

Invasión de partículas extrañas y movilización de partículas, tales como arenas, lodos finos, bacterias; (3) Condiciones de operación tales como ratas de flujo y presión y temperatura de pozo. (4) Propiedades de los fluidos de la formación y matriz porosa. [8]

Además dividieron las condiciones que afectan el daño a la formación en cuatro grupos: (1) El tipo, morfología y localización de minerales de la roca. (2)La composición de fluidos extraños aplicados In-situ; (3) Temperatura in-situ y condiciones de stress y propiedades de los poros de la formación; (4) El buen desarrollo y prácticas de explotación del yacimiento. [8]

Los siete mecanismos de daño a la formación según el orden de importancia (Benion and Tomas, 1991, 1994) son: (1) Las incompatibilidades fluido-fluido, por ejemplo, las emulsiones generadas por invasión de lodos de filtrado base aceite y agua de formación. (2)Incompatibilidades roca-fluido, por ejemplo contacto de arcillas potencialmente hinchables, smectita ó caolinita por desequilibrio de fluidos base agua con potencial para reducir seriamente la permeabilidad del pozo. (3) Invasión de sólidos, por ejemplo, invasión de carga de agente ó sólido de perforación. (4)Fases de bloqueo, por ejemplo invasión o trampas de líquidos base agua en la región cercana de un pozo de gas. (5) Adsorción química ó alteración de la mojabilidad, por ejemplo adsorción de emulsificadores que cambian la mojabilidad. (6) Migración de finos, por ejemplo movimiento interno de partículas de finos dentro de la estructura de los poros de la roca resultando en la obstrucción de la garganta de los poros. (7) Actividad biológica, por ejemplo la introducción de agentes bacteriales dentro de la formación durante perforación y la subsecuente generación de polímeros de polisacáridos los cuales reducen la permeabilidad. [8]

## 1.2 TIPOS DE DAÑO [6, 8]

**1.2.1 Por Invasión de Fluidos.** La principal fuente de daño a la formación es el contacto de esta con fluidos extraños, como el fluido de perforación, los de cementación, el fluido de terminación, limpieza y estimulación. El radio de invasión de un fluido depende del volumen perdido, de la porosidad, y permeabilidad de la formación y de su interacción con los fluidos contenidos en la formación ó con los componentes mineralógicos de la roca.

**1.2.2 Por arcillas. Sensibilidad Mineral de las Formaciones Sedimentarias.** Las interacciones de minerales arcillosos con soluciones acuosas es la causa principal del daño de la formación. Las interacciones roca-fluido en formaciones sedimentarias puede ser clasificada en dos grupos:

(1) Reacciones químicas resultado del contacto de minerales de roca con fluidos incompatibles.

(2) Procesos físicos causados por excesiva rata de flujo y gradiente de presión.

Tabla 2. Problemas causados por minerales arcillosos

| MINERAL | AREA DE SUPERFICIE | PRINCIPALES PROBLEMAS EN YACIMIENTO |
|---|---|---|
| | m2 /gm | |
| **Caolinita** | 20 | Rompimiento, emigra y se concentra en la garganta del poro causando obstrucciones severas y pérdida permeabilidad. |
| **Clorita** | 100 | Extremadamente sensible a los ácidos y agua oxigenada. Precipita Fe(OH)3 el cual no pasa a través de la garganta de los poros. |
| **Illita** | 100 | Obstrucción de la garganta de los poros con migración de finos. La lixiviación de los iones del potasio lo cambia a la arcilla expandible. |
| **Smectita** | 700 | Sensible al agua. 100% expandible. Causa pérdidas de microporosidad y permeabilidad. |

Fuente: Civan, Faruk. Reservoir Formation Damage. Houston, Texas. 2000.

El cuarzo y los silicatos (feldespato, mica, arcilla) son los componentes principales de arenas y areniscas, así como los carbonatos constituyen los principales minerales de calizas y dolomías. La mayor parte de formaciones productoras de hidrocarburos contienen en mayor o menor cantidad arcillas. Estos minerales son potenciales factores de daño por su alta sensibilidad a fluidos acuosos, lo que provoca su hinchamiento y migración. Entre más pequeñas sean las partículas, la relación área volumen es mayor, lo cual las hace propensas al ataque químico, sobretodo del agua de formación. Las arcillas están estructuradas en arreglos laminares; en función de los diferentes arreglos de las láminas se encuentran cuatro grupos de arcillas, que son: caolinita, Illita, Smectita y Clorita.

**1.2.3 Daño Por Bloqueo de Agua** [6, 8]. La invasión de fluidos base agua propicia que localmente en la vencidad del pozo se promueva una saturación de la misma con la consecuente disminución de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos.

**1.2.4 Daño Por Bloqueo de Aceite** [6, 8]. Cualquier fluido base aceite que invada yacimientos de gas, especialmente en zonas de baja permeabilidad, causarán reducciones considerables en la permeabilidad relativa del gas.

**1.2.5 Daño por Bloqueo de Emulsiones** [6, 8]. La invasión de fluidos, ya sean filtrados de lodos de perforación, o de lechadas de cemento ó fluidos de terminación o estimulación pueden intermezclarse con fluidos contenidos en la formación pudiendo formar emulsiones. Estas emulsiones tienen alta viscosidad, particularmente las emulsiones de agua en aceite. Asimismo filtrados de hidrocarburos de lodos de base aceite o fluidos de estimulación pueden formar emulsiones con salmueras de formación. Estas emulsiones deben ser estables para que no generen daño a la formación. Algunas de ellas son estables por la presencia de agentes activos de superficie (surfactantes, contenidos en los fluidos de invasión ó de yacimiento).

**1.2.6 Daño por Cambios de Mojabilidad** [6, 8]. Un medio poroso mojado por agua facilita el flujo de aceite. Los fluidos que invaden la formación tienden a dejar la roca mojada por aceite, lo cual redunda en una disminución de la permeabilidad relativa al mismo. Esto es causado generalmente por surfactantes de tipo catiónico ó No Iónico contenidos en los fluidos de perforación, cementación, terminación, limpieza y estimulación. Este efecto produce una reducción en la permeabilidad relativa a los hidrocarburos hasta en un 50% pudiendo ser mayor en las rocas de más baja permeabilidad.

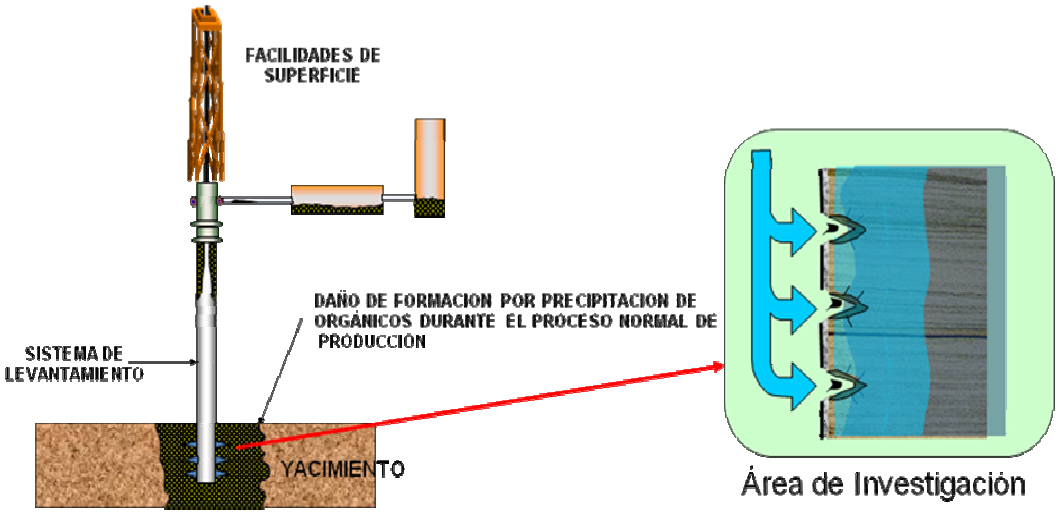
**1.2.7 Daño por Precipitación Secundaria** [6, 8]. La invasión a la formación de fluidos incompatibles que contienen iones solubles que reaccionan y precipitan sólidos, cuando se mezclan con agua de la formación, conduce al obturamiento de los canales porosos por partículas sólidas precipitadas que puede llegar a ser significante si las concentraciones de iones incompatibles son altas.

**1.2.8 Daño Asociado con la Producción [6, 8].** La producción de los pozos propicia cambios de presión y temperatura cerca de la pared del pozo. Estos cambios pueden inducir un desequilibrio de los fluidos (agua, aceite, gas) con la consecuente precipitación y depósitos sólidos orgánicos (asfaltenos o parafinas) y/o sólidos inorgánicos (sales). Estos depósitos generan obstrucción de los canales porosos y el consecuente daño a la formación.

Otra fuente común de daño asociado con el flujo de fluidos de la formación al pozo es la migración de los finos (silicatos principalmente), sobretodo en formaciones poco consolidadas o mal cementadas.

Las restricciones en los túneles de las perforaciones ocasionadas por la precipitación de orgánicos son susceptibles de ser taponados por sólidos (arcillas, finos) que emigran de la formación al ser arrastrados por el flujo de fluidos al pozo.

Figura 1. Daño de formación por obstrucción en los túneles de las perforaciones



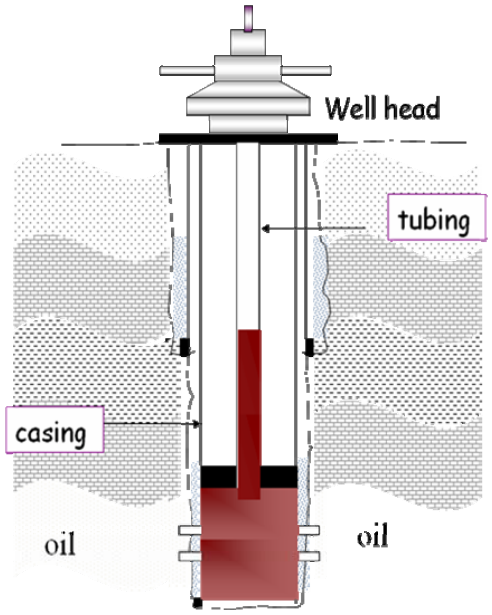

Durante la producción de un pozo se producen cambios en la presión y la temperatura cerca de la pared del pozo. Estos cambios pueden inducir un desequilibrio de los fluidos, con la consecuente precipitación y depositación de sólidos orgánicos e inorgánicos. Estos depósitos generan obturamiento de los canales porosos, obstrucción de los espacios vacíos interconectados, reducción de la permeabilidad y consecuente daño a la formación. Las restricciones en los túneles de las perforaciones son susceptibles de ser removidas a través de la estimulación matricial, la cual está dirigida a la remoción del daño a la formación. [6]

## 1.3 ESTIMULACIÓN MATRICIAL [6]

Los pozos requieren comúnmente de estimulación al inicio de su explotación, debido al daño ocasionado durante la perforación y terminación. La condición de daño del pozo debe ser removida antes de que el pozo produzca a su potencial

natural por medio de la estimulación matricial, que consiste en la inyección a gasto y presión baja, de pequeños volúmenes de soluciones de estimulación. [6]

Figura 2. Sistema de Producción de un Pozo




Fuente: Méndez, A. Tópicos referentes a la Ingeniería de Petróleos. 2007

Las paredes de los poros no son superficies planas y lisas, habitualmente la matriz que rodea los poros está compuesta por más de una especie mineral. La geometría compleja de un poro es definida por las superficies de agua que lo rodean. Dependiendo de la geometría, las gargantas de poros y la rugosidad de la superficie, ciertas partes del espacio poroso se llenan con petróleo crudo y otras con salmuera ó agua de formación (asumiendo un nivel de saturación de gas nulo). Dependiendo de la interacción entre las soluciones y el tipo de daño presente en la roca, la estimulación matricial se divide en dos grandes grupos:

**1.3.1 Estimulación Matricial No Reactiva (ó no Ácida).** En la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales ó sólidos de la roca.

En este caso se utilizan principalmente soluciones acuosas u oleosas, alcoholes ó solventes mutuos, con aditivos, principalmente, surfactantes. Estas estimulaciones comúnmente se emplean para remover daños por bloqueos de agua, aceite ó emulsión, daños por pérdida de lodo y por depósitos orgánicos.

**1.3.2 Estimulación Matricial Reactiva.** En la cual los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y los propios sólidos de la roca. Se utilizan sistemas ácidos. Esta estimulación se emplea para remover algunos tipos de daño como los ocasionados por partículas sólidas (arcillas), precipitaciones inorgánicas, etc. En algunos casos esta estimulación se emplea para estimular la productividad natural del pozo, a través del mejoramiento de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo.

El éxito de la estimulación matricial depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento. [6] el tratamiento debe ser cuidadosamente diseñado para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados contra la formación puedan dejar residuos por precipitaciones secundarias o incompatibilidades con los fluidos de la formación.

## 1.4 FENÓMENOS DE SUPERFICIE [6]

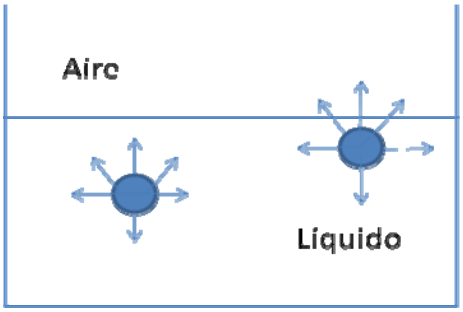
El flujo de fluidos a través de medios porosos está fuertemente influenciado por fenómenos de superficie que representan fuerzas retentivas de los fluidos en la roca. La acción de la estimulación matricial no reactiva concierne con la alteración de estas fuerzas retentivas; manifiestas en los fenómenos de tensión interfacial y superficial, mojabilidad y capilaridad.

**1.4.1 Tensión Superficial.** Está asociada a las fuerzas de cohesión ó atracción mutua obtenida entre las moléculas de un líquido y el aire. Es una combinación de

fuerzas electrostáticas y de Van der Waals. En el seno de un líquido una molécula es rodeada por moléculas similares ejerciendo unas con otras iguales fuerzas de atracción.

En la interfase entre un líquido y un sólido ó entre un líquido y un gas estas fuerzas son desbalanceadas causando que exista una resultante en la interfase, esto crea una energía libre de superficie.

Figura 3. Interfase Líquido-Aire




**1.4.2 Tensión Interfacial**. Es aquella medición realizada en la interfase entre dos fluidos. [10] Cuando dos interfases tales como las interfases sólido-agua y agua-aceite crudo se encuentran próximas entre sí, las fuerzas que actúan para mantenerlas separadas o acercarlas comprenden las interacciones de van der Waals, electrostáticas, y estructurales o de solvatación. [6]

## 1.5 MOJABILIDAD [6, 10].

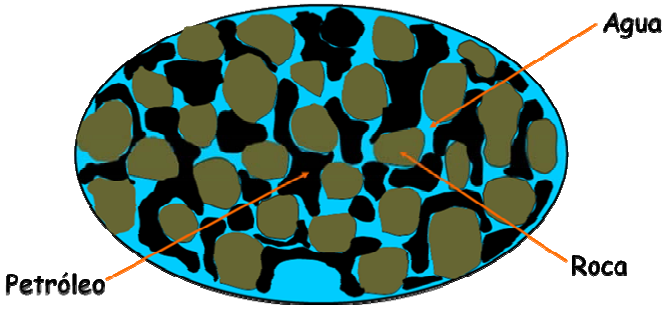
Describe la preferencia de un sólido por estar en contacto con un fluido en lugar de otro, debido al equilibrio entre las fuerzas superficiales e interfaciales.

**1.5.1 Mojabilidad por agua**. Un material poroso mojado por agua, describe un medio continuo en el que la superficie prefiere intensamente el contacto con agua. En este caso, el petróleo crudo permanece en el centro de los poros.

Una roca mojable por agua y saturada con petróleo crudo, al entrar en contacto con agua, espontáneamente absorberá agua y expulsará el petróleo; este fenómeno se presenta mientras las superficies los poros de la roca permanezcan mojables por agua.

La superficie de un material mojable por agua está revestida de una película de agua. La mojabilidad por agua original puede ser modificada en cierta medida por la migración del crudo. [10]

Figura 4. Sistema Roca-Fluido



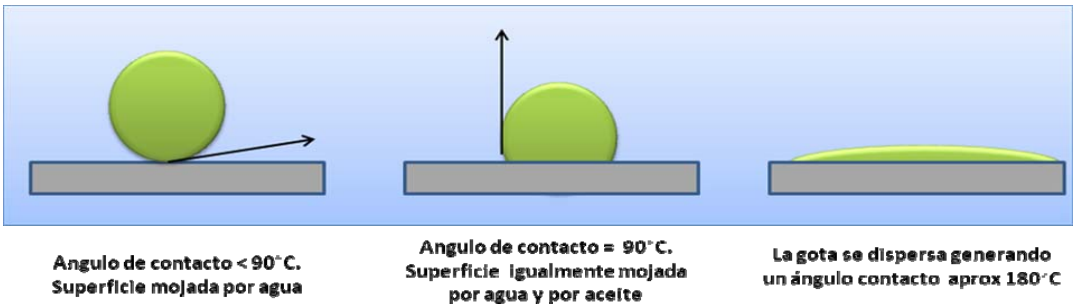

**1.5.2 Mojabilidad por aceite**. Un material poroso mojado por aceite, describe un medio continuo en el que la superficie prefiere intensamente el contacto con aceite crudo. En este caso el agua permanece en el centro de los poros.

Una superficie preferentemente mojable por agua puede estar en contacto con petróleo o con gas. Su condición se denomina mojabilidad intermedia o mojabilidad neutral.

**1.5.3 Mojabilidad Mixta.** Se presenta en cualquier material cuya mojabilidad no es homogénea. Poseen una diversidad de preferencias, incluyendo posiblemente la mojabilidad intermedia. Algunas partes de la superficie de los poros son mojables por agua y otras por aceite. La teoría generalmente aceptada establece que debido a la forma en que surgió esta condición es probable que los espacios porosos grandes sean mojables por aceite y los espacios porosos más pequeños y los intersticios de los poros sean mojados por agua. En un caso de mojabilidad mixta el petróleo que ocupa los espacios grandes de los poros ha alterado la mojabilidad de las superficies de poros contactadas. Inicialmente el valor de Krw (permeabilidad relativa al agua es baja).

No obstante, a medida que se incrementa la saturación de agua, invade los poros más grandes primero y permanece en el centro de esos poros, debido a la condición de mojabilidad por aceite (petróleo) de las superficies que los rodean. Esto produce una declinación más rápida de Kro (permeabilidad relativa del aceite), ya que los trayectos más permeables se llenan con agua. No obstante el agua no atrapa el aceite crudo porque las superficies mojables por aceite proveen un trayecto para que el petróleo crudo fugue desde los poros prácticamente llenos de agua. [10]

Figura 5. Angulo de contacto de una gota de petróleo rodeada de agua, sobre una superficie.




Fuente: Abdallah, W. Buckley J. Et. al. Fundamentos de la Mojabilidad. Schlumberger. 2007.

En esta condición de mojabilidad mixta, cuando el agua irrumpe en un pozo productor, la producción de petróleo continúa por largo tiempo, aunque el corte de agua se incrementa. Pruebas de laboratorio efectuadas con núcleos con un procedimiento que conduce a condiciones de mojabilidad mixta, de grado variable indican que la recuperación máxima del petróleo se obtiene para las muestras levemente mojables por agua. [10]

**1.5.4 Mojabilidad Intermedia (Neutral) [10].** Se presenta cuando la superficie carece de preferencia de mojabilidad fuerte. Cuando el sólido no posee una preferencia marcada por un fluido respecto a otro.

**1.5.5 Mojabilidad Basada en la Mineralogía [10]**. El pH y las condiciones de concentración para que exista una película de agua estable son diferentes para las superficies de cuarzo, dolomía, calcita, arcilla y otros compuestos dentro del espacio poroso. Granos diferentes pueden tener preferencias de mojabilidad diferente. [10]

La mojabilidad incide en la productividad y recuperación de petróleo. Algunos casos de generación de precipitados ocasionados por métodos de inyección de gas de hidrocarburo utilizan métodos de recuperación por medios químicos para modificar la mojabilidad alrededor del pozo con el fin de mejorar la productividad y eliminar la obstrucción.

Algunos procesos de recuperación mejorada del petróleo están diseñados para superar las fuerzas de mojabilidad que atrapan el petróleo. Esos procesos apuntan a alterar la preferencia de la mojabilidad de la formación para ser más mojable por petróleo o bien a reducir la tensión interfacial existente entre dos fluidos, reduciendo de ese modo las fuerzas de mojabilidad;[10] tal es el caso de la estimulación matricial no reactiva.

Las rocas de yacimiento son estructuras complejas, que a menudo comprenden una diversidad de tipos de minerales. Cada mineral puede tener una mojabilidad diferente, lo que hace que el carácter de mojabilidad de la roca compuesta sea difícil de describir. Habitualmente los constituyentes primarios de los yacimientos, cuarzo, carbonato y dolomía son mojables por agua antes de la migración del petróleo crudo. [10]

## 1.6 MÉTODOS DE CONTROL Y REMOCIÓN DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS

**1.6.1 Método Mecánico.** Consiste en utilizar raspadores que cortan la parafina y la remueven de las tuberías.

**1.6.2 Método Químico.** Se pueden usar químicos para disolver los depósitos de parafina, para inhibir el crecimiento de los cristales de parafina y para dispersar las moléculas del material orgánico en mención. Los solventes se usan para disolver los depósitos orgánicos, son compuestos aromáticos tales como el Xileno, gran variedad de solventes, incluyendo el crudo. Los modificadores de cristal son polímeros que alteran el crecimiento de los cristales de parafina. Son muy selectivos, gran numero de estos productos pueden dejar el yacimiento mojado por aceite y pueden impedir la formación de la parafina en las refinerías. Los dispersantes son surfactantes que trabajan en presencia de agua, mojando la parafina por agua con el fin de evitar la floculación de los cristales y su posterior depositación en las tuberías. Ellos mojan por agua las tuberías y las líneas de flujo, lo cual ayuda a prevenir los depósitos de parafina.

**1.6.3 Método Solavite**. Neutraliza la atracción de las partículas de parafina, es un catalizador físico.

**1.6.4 Método Bacterial**. Consiste en la inyección de bacterias, las cuales durante su desarrollo y debido a procesos metabólicos, generan bioproductos (ácidos, surfactantes, solventes y polímeros). Es una tecnología emergente, existe controversia sobre los resultados de su aplicación.

**1.6.5 Método Magnético.** El método magnético induce una reordenación de las moléculas de parafina (perturbación) alterando su alineación, lo cual evita el crecimiento de cristales. Lo anterior se manifiesta en un descenso del punto de fluidez.

**1.6.6 Métodos Térmicos**. Se emplea el calor para disolver o evitar la precipitación de la parafina. Los medios frecuentemente usados son: la inyección de fluidos calientes (generalmente aceite) y calentadores de fondo del pozo. El método de inyección consiste en inyectar fluidos caliente (aceite, agua) en las tuberías parafinadas con el fin de disolver los depósitos que impiden o minimizan el flujo de fluidos. Se ha comprobado que este procedimiento tapona las perforaciones y las formaciones, debido a que yacimientos con bajas presiones pueden tomar aceite caliente, el cual al enfriarse, deposita el material orgánico removido de las tuberías.

## 1.7 DEPÓSITOS DE MATERIAL ORGÁNICO

Las ceras parafinas pertenecen a la familia que contiene átomos de carbono e hidrógeno en su estructura molecular, y son llamados Alcanos. Son principalmente no polares y térmicamente estables. El alcano más simple es el metano, el cual tiene un átomo de carbono y normalmente existe como gas. Las parafinas con 6 a 12 átomos de carbono ($C_6$ a $C_{12}$) son líquidas.

Tabla 3. Fases de las cadenas de carbonos de hidrocarburos

| Tamaño Molecular Cadena de Carbonos | Fase |
|---|---|
| $CH_4$ | Gas |
| $C_6$ a $C_{12}$ | Líquido |
| $C_{16}$ a $C_{25}$ | Cera suave |
| $C_{25}$ a $C_{50}$ | Cera cristalina sólida |

Fuente: Dobbs, James B. SPE. A unique Method of Paraffin control in production operations.

La palabra parafina significa poca afinidad, por tanto los depósitos de parafina no son solubles en muchos crudos y son inertes al ataque de ácidos, bases y agentes oxidantes. Los puntos de fusión y ebullición se incrementan regularmente a medida que se incrementa el número y la longitud de la cadena parafínica de la molécula. Las parafinas por encima de 60 átomos de carbono poseen puntos de fusión por encima de 212 °F. Las parafinas totalmente refinadas son incoloras.

Figura 6. Muestras sólidas provenientes de pozos Colorado

Fuente: Autores Proyecto

Las muestras sólidas fueron recolectadas en líneas de superficie y tubería de producción de campo Colorado respectivamente. Estas muestras se pusieron en contacto con el fluido de tratamiento por tiempos de residencia de dos horas y se obtuvo al final el porcentaje de material disuelto.

El punto de fusión de la parafina se incrementa con el incremento del tamaño molecular y en esta medida, se hace más difícil evitar la formación de depósitos. La temperatura y la disponibilidad de hidrocarburos livianos que actúan como solventes, afecta también la tendencia a formar depósitos.

(2) Los materiales cerosos son materiales complejos que contienen cadenas de alcanos lineales y ramificados, cicloalcanos y muy pequeñas cantidades de aromáticos. La relación de cadena lineal a ramificada varía con el tipo de cera. Las ceras microcristalinas tienen altas proporciones de cadenas de alcanos ramificados y la distribución del número de carbonos en el material varía de un crudo a otro.

Tabla 4. Propiedades Físicas de Hidrocarburos parafínicos

| CRUDO CEROSO | HIDROCARBURO | Masa Molecular | PUNTO DE FUSIÓN | |
|---|---|---|---|---|
| **COMPONENTES** | **Nro. Átomos Carbono** | **gr/mol** | **0 C** | **0 F** |
| **Metano** | CH4 | 16,94 | -182,2 | -296 |
| **Etano** | C2H6 | 30,07 | -182,7 | -297 |
| **Propano** | C3H8 | 44,09 | -187,2 | -305 |
| **Butano** | C4H10 | 58,12 | -138,3 | -217 |
| **Pentano** | C5H12 | 72,15 | -129,4 | -201 |
| **Hexano** | C6H14 | 86,17 | -93,9 | -137 |
| **Heptano** | C7H16 | 100,2 | -90,5 | -131 |
| **Octano** | C8H18 | 114,22 | -56,7 | -70 |
| **Decano** | C10H22 | 142,28 | -29,7 | -21,5 |
| **Undecano** | C11H24 | 156,3 | -25,6 | -14 |
| **Pentadecano** | C15H32 | 212,41 | 10 | 50 |
| **Nonadecano** | C19H40 | 268,51 | 32 | 89,6 |
| **Eicosano** | C20H42 | 282,54 | 36,5 | 97,5 |
| **Heneicosano** | C21H44 | 296,56 | 40,5 | 104,9 |
| **Docosano** | C22H46 | 310,59 | 44 | 111,2 |
| **Triacosano** | C23H48 | 324,61 | 47,5 | 117,5 |
| **Tetracosano** | C24H50 | 338,64 | 51 | 123,8 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | C25H52 | | 54 | 129,2 |
| **Hexacosano** | C26H54 | 366,69 | 57 | 134,6 |
| **Heptacosano** | C27H56 | 380,72 | 59,5 | 139,1 |
| **Octacosano** | C28H58 | 394,74 | 62 | 143,6 |
| **Nonacosano** | C29H60 | 408,77 | 64 | 147,2 |
| **Triacontano** | C30H62 | 422,8 | 66 | 150 |
| | C31H64 | | 68 | 154 |
| **Docontano** | C32H66 | 450,85 | 70 | 158 |
| | C33H68 | | 72 | 162 |
| | C35H72 | | 75 | 167 |
| **Hexacontano** | C36H74 | 506,95 | 76 | 169 |
| **Tetracontano** | C40H82 | | 81 | 178 |
| **Pentacontano** | C50H102 | | 92 | 198 |
| **Hexacontano** | C60H122 | | 99 | 210 |
| **Heptacontano** | C70H142 | | 105 | 221 |

Fuente: The melting points of normal paraffin. J.H. Hildebrand and A. Wachter. Paraffin Problems in gas system. SPE. 2003.

**1.7.1 caracterización de sólidos cerosos del crudo.** Puede ser de gran interés para investigar nuevos modelos y anticipar soluciones para problemas futuros causados por despositación de ceras. El conocimiento de la composición de la cera es crucial para desarrollar un modelo termodinámico confiable para tratar la precipitación y depositación. Consecuentemente la caracterización de material orgánico precipitado es necesaria para tener un buen conocimiento de las propiedades de los componentes precipitados.

Las ceras del petróleo están formadas principalmente por n- e iso-alcanos ($C_{20}$-$C_{60}$), las cuales representan el principal riesgo de producir problemas de depositación durante el flujo del crudo debido a su baja solubilidad en este medio. Sin embargo, el tipo de cera varía dependiendo del crudo del cual proviene. Las propiedades estructurales, distribución de peso molecular (ó distribución de número de carbono), y la naturaleza lineal o ramificada de la cadena, tienen un

comportamiento de relación directa con propiedades físicas tales como: punto de fusión, cristalinidad, dureza.

**1.7.2 Propiedades Físicas de Hidrocarburos Parafínicos** [2]. De acuerdo a su composición, estructura de cristal y propiedades físicas, las ceras son usualmente clasificadas en ceras parafínicas, ceras micros cristalinos y ceras intermedias ó Macrocristalina (petrolatos). Sin embargo puede ser común distinguir entre ceras macro y micro cristalinas. Ceras macro cristalinas (intermedias) son principalmente n-alcanos con longitud de cadena dentro del rango de $C_{20}$ – $C_{60}$. Ceras micro cristalinas o amorfas, presentan alta proporción de iso-parafinas, naftenos dentro del rango de $C_{30}$ – $C_{60}$.

Sin embargo, el tipo de cera varía dependiendo del crudo del cual proviene. Las propiedades estructurales, distribución de peso molecular (ó distribución de número de carbono), y la naturaleza lineal o ramificada de la cadena, tienen un comportamiento de relación directa con propiedades físicas tales como: punto de fusión, cristalinidad, dureza y viscosidad. [2]

Tabla 5. Porcentajes de alcanos lineales, ramificados y ciclo-alcanos en material ceroso del crudo.

| Tipo de Alcano | | Tipo de Material ceroso | | |
|---|---|---|---|---|
| % | Unidades | Cera Parafina | Cera Intermedia Macro cristalina | Cera Micro cristalina |
| **Cadena alcano Lineal** | % | 65 - 95 | ~ 60 | 20 - 40 |
| **Cadena alcano Ramificada** | % | 3 – 20 | ~ 15 | 15 - 40 |
| **Ciclo-Alcano** | % | 3 - 15 | ~ 25 | ~ 35 |
| **Rango de Número de Carbono** | $C_A$ - $C_B$ | $C_{18}$ - $C_{40}$ | $C_{20}$ - $C_{60}$ | $C_{20}$ - $C_{80}$ |
| **Punto de Fusión aproximado** | $^0$C | 46 - 66 | 66 - 74 | 60 - 93 |
| **Viscosidad** | cps (a 99 °C) | 2,0-3,4 | 3,3-7,9 | 7,9 - 21 |

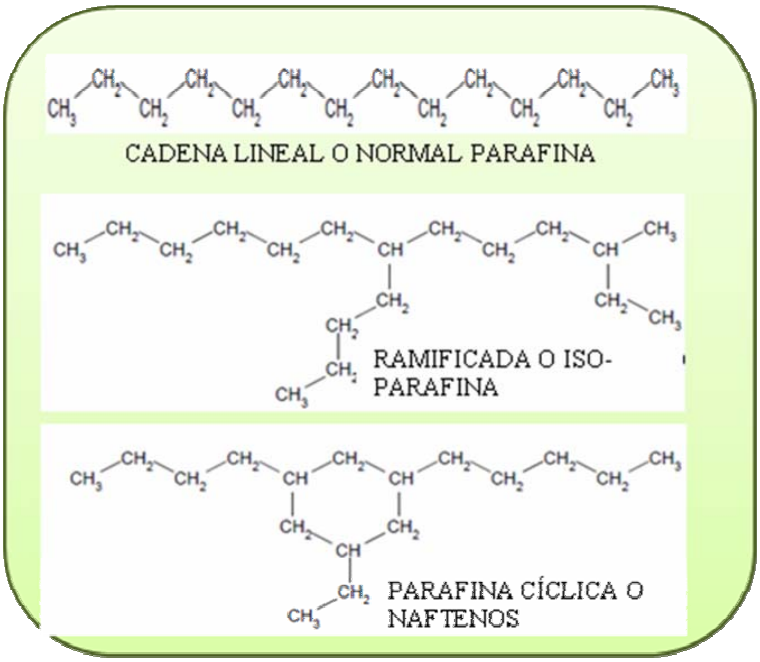
Fuente: Burton, Wirral, South. UK. Chromatography in the Petroleum Industry

**1.7.3 Solubilidad de Hidrocarburos parafínicos- Solutos No Iónicos** [4, 9]. Las ceras parafinas son solutos no-iónicos, sus características de solubilidad están determinadas principalmente por su polaridad. Las sustancias no polares o débilmente polares se disuelven en disolventes no polares ó ligeramente polares. Las moléculas de alcanos presentan enlaces covalentes; las fuerzas que mantienen unidas las moléculas no-polares (Fuerzas de Van der Waals) son débiles y de alcance muy limitado. Los puntos de fusión y ebullición de los alcanos, aumentan, a medida que crece el número de carbonos. Salvo para los alcanos muy pequeños, el punto de ebullición aumenta de 20 a 30 grados por cada carbono que se agrega a la cadena de la molécula.

El aumento del punto de fusión no es tan regular, debido a que en un cristal las fuerzas intermoleculares no sólo dependen del tamaño de las moléculas, sino también de su ajuste en el retículo cristalino.

Un isómero ramificado tiene un punto de ebullición más bajo que uno de cadena recta, y, además, cuanto más numerosas son las ramificaciones, menor es el punto de ebullición correspondiente. Este efecto sobre los puntos de ebullición de las ramificaciones se observa en todas las familias de los compuestos orgánicos; este fenómeno se explica debido a que con la ramificación, la forma de la molécula tiende a aproximarse a la de una esfera, con lo que disminuye su superficie; esto se traduce en un debilitamiento de las fuerzas intermoleculares que pueden ser superadas a temperaturas más bajas.

Figura 7. Estructura química de Hidrocarburos Parafinicos




Los alcanos son solubles en disolventes no polares como benceno, éter y cloroformo, e insolubles en agua y otros disolventes fuertemente polares.

La remediación de la depositación de material ceroso depende además de la concentración del solvente de tratamiento, del tipo de crudo, y en su orden, de las ceras que están siendo tratadas.

## 1.8 SURFACTANTES [6]

Agentes activos de superficie compuestos de moléculas orgánicas caracterizados por estar formados por dos grupos químicos, uno afín al agua llamado Hidrofílico (polar), y otro afín al aceite Lipofílico (No polar). Estos fluidos mezclados con fluidos acuosos, alcoholes ó solventes mutuales pueden afectar favorable o

desfavorablemente el flujo de hidrocarburos hacia el pozo. Ellos buscan orientarse en un líquido buscando el acomodo, es así como estás moléculas se orientan en la interfase agua y aceite. El hecho de que un surfactante busque la interfase implica que la tensión superficial o interfacial, presión capilar y mojabilidad de un líquido en un sólido se altere en mayor o menor grado.

**1.8.1 Acción de los surfactantes**. Debido a la acción de los surfactantes, una concentración baja de estos en agua permite reducir la tensión superficial de 72dinas/cm a 22dinas/cm; así mismo los surfactantes a muy baja concentración pueden reducir la tensión interfacial entre el agua y aceite; por otra parte debido a que la superficie de las rocas de la formación productora de hidrocarburos son sílicas o calcáreas los surfactantes actuarán de acuerdo con el carácter eléctrico de estos minerales pudiendo alterar las condiciones de mojabilidad de un líquido en un sólido.

Figura 8. Representación Esquemática de un Surfactante

La acción bajo tensora de los surfactantes permite reducir las fuerzas capilares responsables del atrapa miento de los fluidos en el medio poroso, en formaciones de baja permeabilidad, de pequeños poros donde las fuerzas retentivas son las causantes de que los hidrocarburos del yacimiento no fluyan con la energía disponible. Cuando la formación en la vecindad del pozo llega a ser mojada por aceite, el aceite se adhiere a las paredes de los poros incrementando el espesor

de la película que moja la roca, con la consecuente disminución del área libre al flujo de aceite, lo que trae como consecuencia una disminución de la permeabilidad a los hidrocarburos entre el 15 y el 85%. Los surfactantes alteran la mojabilidad de la roca favorable o desfavorablemente en función del tipo y características de la roca.

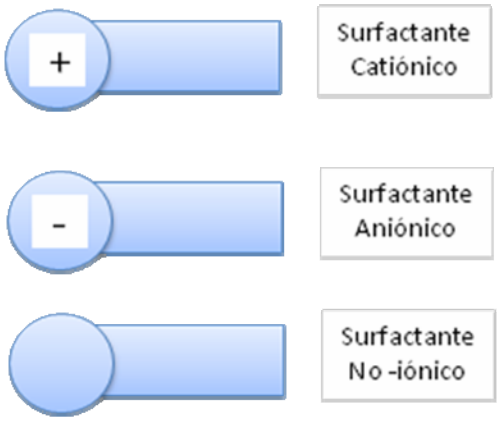
En las formaciones de arena y arenisca, poseen superficies de mineral con cargas electrostáticas negativas, teniendo fuerzas de adhesión a iones positivos, surfactantes catiónicos, esto permite que la roca pueda quedar mojada por aceite. Un surfactante aniónico tenderá a mojar la roca por agua. Los surfactantes actúan en las emulsiones reduciendo la tensión interfacial lo cual permite neutralizar el efecto de los agentes emulsificantes. El éxito de la estimulación matricial no reactiva depende de la selección de los surfactantes para la remoción del daño.

## 1.9 CLASIFICACIÓN DE LOS SURFACTANTES [6].

Debido a que La acción de los surfactantes depende de fuerzas electrostáticas, éstos se clasifican de acuerdo a la naturaleza iónica del grupo soluble en agua o polar. Se dividen en: aniónicos, catiónicos, no iónicos y anfotéricos. Los surfactantes se acomodan en la interfase entre líquidos, gases y sólidos, de esta manera los surfactantes funcionan por el Mecanismo de Adsorción, creando efectos diferentes dependiendo del tipo de surfactante y las c Surfactantes No Iónicos. Son probablemente los más versátiles de todos para la estimulación de pozos, ya que estas moléculas no se ionizan. En combinación con otros productos químicos, los surfactantes no-iónicos pueden proporcionar otras características tales como alta tolerancia al PH ácido. Son derivados del óxido de etileno ó de mezclas de óxido de etileno-óxido de propileno.

**1.9.1 Surfactantes Aniónicos**. Mojan de agua la arena, la lutita o la arcilla, cargadas negativamente. Mojarán de aceite la caliza cuando su pH sea menor que 8. Mojarán de agua la caliza si el pH es 9,5 o mayor. Romperán emulsiones de agua en aceite, dispersarán las arcillas o finos en agua.

Figura 9. Representación Esquemática tipos de Surfactantes




**1.9.2 Surfactantes Catiónicos**. Mojan de aceite la arena, lutita o arcilla. Mojarán de agua la caliza o dolomita cuando su pH sea menor que 8. Romperán emulsiones de aceite en agua, emulsificarán el agua en aceite, dispersarán las arcillas o finos en aceite.

**1.9.3 Surfactantes No Iónicos.** Estos son probablemente los más versátiles de todos para la estimulación de pozos, ya que estas moléculas no ionizan, no tienen carga en solución alguna. Son derivados de óxido de etileno o mezclas de óxido de etileno-propileno. Ya que la solubilidad en agua de los no-iónicos se debe a la formación de puentes de hidrógeno o a la atracción de agua por el oxígeno del óxido de etileno, esta atracción se reduce a altas temperaturas y/o altas concentraciones de sal ocasionando que la mayoría de los surfactantes no iónicos se separen de la solución.

**1.9.4 Surfactantes Anfotéricos.** Moléculas que contienen grupos ácidos y grupos básicos. En un pH ácido, la parte básica de la molécula se ioniza y proporciona actividad superficial a la molécula. En un pH básico, la pare ácida de la molécula se neutraliza y por lo general tiene menos actividad superficial que a otros valores de pH.

# 2. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO

El Campo Escuela Colorado se encuentra dentro de un Convenio de Cooperación Tecnológica suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A con el objeto de promover el desarrollo científico, tecnológico e investigativo en el área de los hidrocarburos y minimizar el efecto de obstrucción de flujo por depósitos orgánicos en los sistemas de producción.

## 2.1 LOCALIZACIÓN

El campo Colorado se encuentra en la base media del Magdalena, en la provincia estructural del Piedemonte Occidental; al sureste de Barrancabermeja y al sur del Campo La Cira, Infantas.

Figura 10. Localización Campo Colorado

## 2.2 GENERALIDADES DEL CAMPO

El petróleo del Campo Colorado se extrae principalmente de la Formación Mugrosa (Zonas B y C). Las principales arenas productoras en el campo se han denominado como "Arenas B" y "Arenas C". Los primeros trabajos en los cuales se puso en contacto las perforaciones con disolventes se realizaron en este campo con muy buenos resultados, los cuales posteriormente motivaron la realización de los mismos en los campos La Cira-Infantas y Lisama. [16]

Tabla 6. Fotografías Campo Colorado

| Tanques de Almacenamiento Estación Central Campo Colorado | | |
|---|---|---|
| | | |

Fuente: Autores Proyecto

## 2.3 ESTADO MECÁNICO

El sistema de producción actual del Campo Colorado es de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo.

## 2.4 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA [17]

El petróleo del Campo Colorado se extrae principalmente de la Formación Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D), de edad Oligoceno – Mioceno Inferior, depositada en un sistema fluvial meándrico, caracterizadas por intercalaciones de depósitos de areniscas y lodolitas continentales. [17]

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico en el cual se presenta un gran número de fallas que dividen al campo en seis bloques, con lo cual se asemeja un modelo geológico, que el Campo está compartimentalizado.

Tabla 7. Instalaciones Pozos Colorado

| Instalaciones de superficie pozos Colorado 37 | Pozo Colorado 37 | Técnica Recoil, Pozo Colorado 25 |
|---|---|---|
| | | |

Fuente: Autores Proyecto

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9% para la Zona B1, 13.5 % para la Zona B2, 15.7 % para la Zona C1 y 19.6 % para la Zona C2; con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente. Respecto a la estratigrafía del Campo Colorado se tiene que de base a tope se encuentran las formaciones La Paz, Esmeraldas,

Mugrosa y Colorado. Estas formaciones están caracterizadas por intercalaciones de depósitos areniscas y lodolitas continentales que varían lateralmente en un sistema de ríos meándricos[1]. El Campo Colorado produce aceite liviano y gas con una gravedad entre los 36° API y 42 ° API. Se tiene reportada una presión inicial de 506 psia en la Zona B a 1900 pies MD y 2208 psia en la Zona C. La máxima producción fue de 1765 BOPD a Noviembre de 1961 hasta llegar a un valor de 430 BOPD a Junio de 1966. A Diciembre de 2003 se habían extraído 857 MMBO con un corte de agua mínimo, el mecanismo de producción predominante en el Campo Colorado es empuje por gas en solución.

El aceite original estimado es 121 MMBO y las reservas primarias producidas son de 8.57 MMBO con un factor de recobro actual de 7.024%. El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unida a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies de espesor), hacen que la producción acumulada de los pozos esté muy por debajo de los 300 MBO.

Tabla 8. Características de Yacimiento y datos básicos de arenas

| Parámetro | Arena B | Arena C | Unidad |
|---|---|---|---|
| **Temperatura de yacimiento** | **114** | **174** | **°F** |
| **Profundidad promedia** | 1800 | 3500 | Ft |
| **Presión de Burbuja, Pb** | 648 | 2078 | Psia |
| **Porosidad** | 15.7 | 14.5 | % |
| **Espesor promedio de arena** | 50 | 57 | Ft |

Fuente: Camacho, J. Ecopetrol S.A. Informe campo Colorado. Calculo de reservas.

**2.5 HISTORIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN** [17]. La etapa de exploración del Campo fue realizada entre 1923 y 1932 por la compañía Tropical Oil Company

[1] Duque, C. A. Informe Geológico Campo Colorado. Ecopetrol S.A Diciembre 2003.

TROCO, con la perforación de 7 pozos de los cuales todos, excepto el C-7, fueron abandonados por problemas mecánicos. Posteriormente, entre 1945 y 1946 la compañía inició una segunda fase exploratoria perforando un total de 8 pozos adicionales.

Entre los años de 1953 a 1964, ECOPETROL desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados en la estructura. El Campo Colorado inició producción oficialmente en al año de 1945 con una tasa de 300 BOPD y alcanzó su producción máxima, en el año de 1961 con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, llegando así aun caudal de 467 BOPD en el año de 1966, caracterizándose este período por la pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánicos, como el taponamiento de las líneas por parafinas.

Tabla 9. Datos Básicos de Campo Colorado

| Parámetro | Unidad |
|---|---|
| **Espaciamiento/pozo** | 20 – 30 Acres |
| **Pozos Perforados** | 75 |
| **Pozos Activos** | 7 |
| **Pozos Produciendo** | 4 |
| **Reservas primarias producidas, Np** | 8.59 MMBls |
| **Factor de Recobro, %FR** | 14.6 % |

Fuente: Pachano, K. Informe de Yacimientos campo Colorado, Dic. 2007.

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en 1989, desde entonces se ha mantenido en un promedio de 20 a 30 BOPD. El máximo número de pozos activos

simultáneamente se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. Las principales arenas productoras en el campo se han denominado como "Arenas B" y "Arenas C".

**2.5.1 Producción acumulada de Fluidos** [17]. El Campo Colorado tiene una muy baja producción de agua en su comportamiento histórico, siendo esto típico de un campo con una influencia mínima o nula de algún tipo de acuífero. La producción de gas ha estado casi constante desde 1989 con un valor promedio de 225 MSCF/Día, con una drástica disminución en el 2003, por la pérdida de pozos productores. En el Campo Colorado, de los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas del campo donde solamente un pozo, Colorado 38, ha producido más de medio millón de barriles y únicamente 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles.

**2.5.2 Mapa Estructural del Campo Colorado**. Las producciones acumuladas de los 75 pozos perforados han sido muy pobres, donde solamente un pozo, ha producido más de medio millón de barriles y otros 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles. De acuerdo al último reporte, el aceite original estimado es de 59 MMBls y las reservas primarias producidas son 8.59 MMBls con un factor de recobro actual de 14.6 %.

**2.5.3 Actualidad.** Actualmente el campo tiene 5 pozos activos con una producción entre 20 y 30 BOPD, a partir de los pozos Col 37, Col 38, Col 70, Col 75, Col 25; además se están realizando campañas de reacondicionamiento de los pozos con el fin de incrementar la producción en el campo. El sistema de producción actual del Campo Colorado es de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo.

Según estudios realizados [12], el 19 diciembre de 2007, se tocó fondo en el pozo Colorado 25 a 2191'. A 2150' se encontró una presión estática de 805 PSI, y una temperatura de 104 $^{0}$F. La temperatura tomada en superficie varió entre 84 y 91.4 $^{0}$F. Se tomó una muestra de crudo vivo a 1800 pies de profundidad.

## 3. ANTECEDENTES

En la literatura se encuentran estudios realizados para el control e inhibición de orgánicos a lo largo del sistema de producción del crudo. Para el caso del Campo Colorado surge la necesidad de realizar estudios que contribuyan con la remoción de depósitos orgánicos, por lo que es fundamental el análisis de metodologías que representen alternativas para el mejoramiento de la producción.

**Martos, C. Coto, B. (2008)** [19]: Se realizó la determinación experimental y la caracterización de las fracciones orgánicas precipitadas de u crudo como función de la temperatura. Se caracterizaron dos crudos; y las mezclas obtenidas por precipitación fraccionada fueron caracterizadas usando varias técnicas experimentales. Los resultados muestran que el contenido de parafinas se incrementa con la disminución de la temperatura de precipitación. Se determinaron valores de temperatura de aparición (WAT) y disolución de cera parafina (WDT), por calorimetría diferencial (DSC), para las fracciones de ceras precipitadas y se apreció que el WDT para varias fracciones disminuye como disminuye la temperatura de precipitación. Se obtuvo la curva de precipitación de parafina experimental a varias temperaturas.

**Instituto Col Petróleo (2004)** [20]: Implementaron la técnica de inyección de aceite caliente optimizado por medio del diseño un Tratamiento Químico para remover depósitos orgánicos en la cara de la formación, en busca de un mecanismo de remoción de parafinas en los sistemas de producción del campo Lisama. El aceite utilizado es aceite parafínico de la Estación Satélite y el objetivo era mejorarlo en el sentido de retardar o inhibir la precipitación de parafinas en él, a medida que se enfriaba durante su descenso por el anular. Se comprobó que el aceite caliente por sí solo aporta parafinas al pozo. Se encontró que la disolución de las muestras de parafina con el tratamiento diseñado, fue aumentando en distintas proporciones con las diferentes variaciones en las mezclas de productos

y dosificaciones, como función del tiempo de contacto con la muestra. Finalmente se obtuvo el mejor tratamiento, seleccionado en base a las proporciones adecuadas de aditivos, altos porcentajes de disolución del sólido y buscando el mejor tratamiento hacia la formación productora.

**Barker, K.M. Newberry, SPE. (2001)** [21]**:** Se analizaron varios factores involucrados en el proceso de disolución de parafina: efecto de la temperatura, efecto de la longitud de la cadena de carbono de n-alcano, el tipo de solvente y problemas de aplicación. Se encontró que los solventes varían grandemente en su habilidad para disolver parafinas. El orden determinado de solvencia fue: Xyleno>n-Heptano<Diesel ártico para todas las tres ceras estudiadas. La cantidad de cera disuelta por el solvente disminuyó, cuando la longitud de la cadena de carbono se incrementó. La habilidad para disolver parafina del solvente disminuyó dramáticamente bajo 70°F para la cera $C_{29}$ $H_{60}$; Bajo 90°F, para la cera $C_{37}$ $H_{76}$ y bajo 100°F para la cera $C_{42}$ $H_{86}$.

**Carbognani, L. Contreras, E. (2001)** [22]: Se realizó el diseño de una metodología experimental para la caracterización de depósitos y un tratamiento de control de depositación de parafinas orientado hacia la identificación de la acción preventiva específica o remedial adecuada para la composición particular del crudo y las propiedades fisicoquímicas. Se desarrollaron esquemas de caracterización para análisis composicional de depósitos sólidos de tal forma que es posible suministrar información a las operaciones de campo, considerando mezclas apropiadas que pueden ayudar a la redisolución de precipitados orgánicos. La caracterización de depósitos orgánicos y la caracterización composicional del crudo permiten seleccionar un tratamiento adecuado para la depositación. Se obtuvieron las curvas de disolución para un par de depósitos muestreados del campo estudiado. Esas curvas fueron sobrepuestas sobre la información composicional de los depósitos. Algunos de los depósitos estudiados mostraron la máxima disolución cuando se empleó un diluyente aromático, dejando los minerales como la única

porción insoluble. Para un depósito orgánico con abundante fracción de asfaltenos se presentó bajo poder de disolución empleando un gasóleo.

**Dong, Lijian. Xie, Huizhuan. ZHANG. (2001)** [24]: Se realizó el diseño de inhibidores de parafina, el cual estuvo basado en: la teoría de co-cristalización, la teoría química de superficie y la química de dispersión coloidal. En la parte experimental de la investigación se encontró que para la eficiencia de inhibición de parafina (PIE), los inhibidores tipo macromoléculas tradicionalmente usados no son tan buenos como los productos mezclados de macromoléculas, hidrocarburos aromáticos policíclicos, compuestos orgánicos polares y varios surfactantes (tales como agentes mojantes, dispersantes etc). El mecanismo de inhibición de parafina para estas macromoléculas es que pueden co-cristalizar con las parafinas para impedir la agregación y crecimiento de cristales. El primer aspecto que se debe considerar para el diseño de la fórmula de inhibidor de parafina es la co-cristalización entre el inhibidor y la parafina que intenta inhibir la agregación y crecimiento de los cristales, el segundo aspecto es la dispersión estable de los cristales de parafina en el hidrocarburo líquido (crudo); el tercero es mejorar la mojabilidad de las superficies de parafina depositada; el cuarto es la depresión del pour point y reducción de la viscosidad. Los inhibidores de parafina designados como DQ, KOW, y AOA tienen buenos efectos de inhibición de la deposición de parafina sobre las paredes del tubing para los crudos normales de Daquin, Kelamayai y Huabei. Algunos de los inhibidores de parafina pueden inhibir efectivamente la depositación de parafina para estos crudos con parafina de alto peso molecular, tales como los crudos de Tuha y Neelam, además de mejorar su fluidez.

**García, M.C. Carbognani, (2001)** [25]**:** Se realizó la caracterización fisicoquímica de crudos altamente parafínicos (32 a 43 $^{0}$API). Inhibidores comerciales fueron evaluados con esos crudos, y el criterio de actividad seleccionado fue la depresión del pour pont; algunos productos evidenciaron buena actividad a tres de los crudos

bajo estudio, mientras otros indujeron cambios insignificantes bajo las mismas dosificaciones.

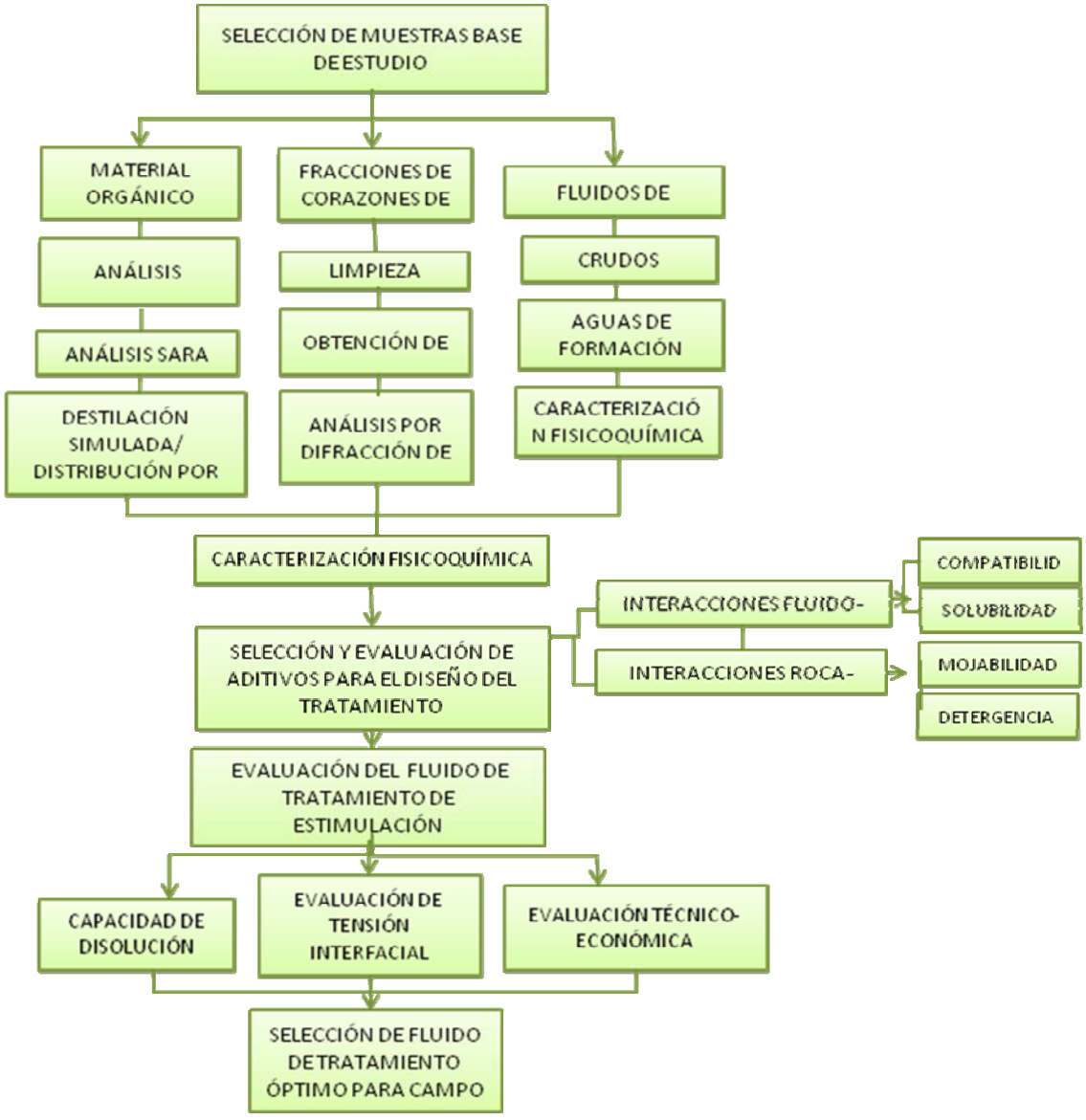
Se encontró una alta relación entre las ciclo+iso parafinas normales de los crudos que no fueron afectadas por el inhibidor. La distribución de peso molecular de los crudos sensibles a aditivos mostró un carácter de corto rango. La concentración de componentes con más de 24 átomos de C fué menor del 39%.

De otro lado, los crudos insensibles a la acción de inhibidores exhibieron distribución de peso molecular con grandes contribuciones de componentes pesados (más del 52%). Experimentos realizados con parafinas extraídas $C_{13}$-$C_{20}$ y $C_{20}$-$C_{24}$, usando microscopio para determinación de punto de nube, permitieron determinar la ineficiencia de inhibidores comerciales en crudos ricos en alcanos C24+. Para crudos livianos, su carácter altamente parafínico es responsable de sus elevados pour point (33-48 $^0$C). La relación normal a ramificadas parafinas cíclicas, varía levemente para los crudos estudiados. El crudo N-1, el cual tiene el pequeño valor de relación 0.23, se comporta de manera menos problemática que crudo N-6 con el más grande valor 1.28, el cual causa los más dramáticos problemas de obstrucción durante la producción.

# 4. METODOLOGÍA

La metodología experimental desarrollada en el proyecto se esquematiza en el siguiente diagrama de flujo.

Figura 11. Metodología Experimental desarrollada en el Proyecto



El desarrollo del diseño experimental se inició con el análisis de material orgánico presente en el campo, el cual incluye la caracterización de la fracción orgánica en términos de sus componentes hidrocarburos, lo cual permite discriminar entre obstrucción por depósitos parafínicos o asfalténicos. Simultáneamente se realizó la caracterización fisicoquímica del crudo.

## 4.1 SELECCIÓN DE LOS MATERIALES BASE DE ESTUDIO

Se empleó como materia de base para el desarrollo del procedimiento experimental los siguientes materiales: Fracciones de Roca Core (núcleos), fluidos (crudos, aguas de formación), y muestras sólidas de depósito orgánico representativos de la formación del campo Colorado.

**4.1.1 Crudo Colorado.** Se seleccionó como población objeto de estudio dos pozos activos (Colorado 25, zona $B_1$ y Colorado 75, zona $C_1$, $C_2$ y $B_2$) que tienen el potencial de aportar fluidos a superficie por flujo natural o por medio de unidad de levantamiento artificial, provenientes de las arenas productoras B y C de la formación mugrosa del campo Colorado. Las descripciones de los pozos de evaluación se relacionan a continuación:

Tabla 10. Descripción Pozos Colorado a Evaluar

| POZO | BLOQUE | PROFUNDIDAD PROMEDIO (ft) | INTERV PROD (ft) | ARENAS PROD. | API | TMP YACIMIENTO (°F) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Col 25** | I | 2520’ | 2120-2215 | B | 33.3 | 114 |
| **Col 75** | V | 5700’ | 4530-5534 | C | 39,7 | 174 |

Fuente: Ariza, E. Determinación del umbral de cristalización de parafinas. 2008.

Las muestras de crudos fueron cuidadosamente muestreadas y envasadas en recipientes de vidrio para evitar la pérdida de compuestos livianos y posteriormente se enviaron al laboratorio para análisis fisicoquímicos.

**4.1.2 Depósito Orgánico.** Las muestras sólidas de depósito orgánico estudiadas fueron recolectadas en líneas de superficie y tubería de producción del campo: Material orgánico ceroso proveniente del pozo Colorado 25; Material orgánico ceroso proveniente del pozo Colorado 75.

**4.1.3 Aguas Campo Colorado.** Teniendo en cuenta que los cortes de agua de los pozos del Campo Colorado son bajos[2], la muestra de agua se tomó directamente del tanque de recolección K-01 de la estación Colorado; proveniente de los crudos Col 37 y Col 38.

Posteriormente a esta agua se le realizó análisis fisicoquímico y se seleccionó la caracterización del crudo Col 37 (por representar el escenario más crítico, condición de mayor salinidad que el tratamiento puede encontrar al entrar en contacto con la formación), como referencia para preparar la salmuera sintética equivalente al agua de formación Colorado, empleada en los ensayos de evaluación de los fluidos de las compañías proveedoras.

**4.1.4 Arenas Formación Mugrosa.** Se obtuvieron las arenas B y C de Plugs provenientes de intervalos corazonados de la formación Mugrosa de campo Colorado, suministrados por Litoteca en el Instituto Colombiano del Petróleo ICP.

Las fracciones de roca (plugs) se llevaron a limpieza para remover completamente los fluidos ó hidrocarburos presentes. Este procedimiento se realizó según la

[2] El Campo Colorado tiene una muy baja producción de agua en su comportamiento histórico. Ordoñez, A. Suarez, H. Et al. Informe avance de Análisis y Estrategias de Producción preliminar para el campo Colorado. El Centro, noviembre de 2003. [11]

norma API RP 40, mediante la técnica de extracción con solvente Tolueno-metanol para limpieza de muestras de corazones de residuos de hidrocarburos, agua y salmuera, en el laboratorio de Análisis Petrofísicos Básicos del ICP.

Una vez limpias las muestras de roca, fueron pulverizadas en mortero y llevadas a un tamaño entre 60 y 20 µm por medio de tamices ASTM E 11, para la obtención de las arenas B y C *[3] de la formación mugrosa.

## 4.2 CARACTERIZACIÓN FISICOQUÍMICA CRUDO

Las propiedades fisicoquímicas evaluadas para la caracterización fisicoquímica e identificación de las fracciones presentes en los crudos seleccionados, se enuncian en la Tabla 11. Estas pruebas se realizaron en los laboratorios de Reología, Espectroscopía, y Crudos del Instituto Colombiano del Petróleo.

Previo a la caracterización, la muestra de crudo fue preparado adicionando material orgánico del depósito Colorado, según estudio[4] realizado, se debe adicionar un 2% al crudo de superficie para obtener una muestra que represente la condición del crudo a la cual comienza el problema de precipitación de parafina. Los principios teóricos para cada una de estas propiedades al igual que los procedimientos experimentales se describen en el anexo B.

[3] Las principales arenas productoras en el Campo Colorado se han denominado como Arenas B y C. [12]

[4] Con el fin de trabajar con un crudo que representara las condiciones originales a las que se presenta la precipitación de parafina, se tomó muestra de crudo de superficie y se adicionó cantidades variables de muestra del depósito. A las muestras se les determinó el punto de nube, hasta alcanzar la temperatura a la cual comienza el problema de precipitación, 90°F a 1550 pies de profundidad. Se encontró que se debe adicionar un 2% de material orgánico [12]. (López S. Ochoa, O. 2008. Evaluación de un tratamiento químico para control de parafina. Campo Colorado)

Tabla 11. Caracterización Fisicoquímica de Crudos

| PROPIEDAD | MÉTODO |
|---|---|
| **Punto de Fluidez Dinámico** | ICP.PTE. 119.010 |
| **Punto de Nube Dinámico** | ICP.PTE. 119.010 |
| **Fracciones Saturados, Aromáticos, Resinas, Asfaltenos** | SARA |
| **Gravedad API Hidrómetro** | D 287 |
| **Espectro FT IR Muestra Líquida** | FT-IR |

**4.2.1 Análisis Sara.** Se determinó la composición química de las muestras de crudos mediante la norma ASTM D 2007. La cantidad de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos permite hacer una aproximación del balance químico existente entre estas fracciones en el crudo. Esta prueba se realizó en el laboratorio de Geoquímica del Instituto Colombiano del Petróleo ICP.

**4.2.2 Punto de Fluidez.** Se determinó el punto de fluidez aplicando la norma ASTM D 97. Este punto se logra sometiendo la muestra a una disminución de temperatura por medio de hielo seco, posteriormente la muestra se retira del recipiente y se gira el recipiente 90°. Luego de transcurridos cinco segundos se observa si el crudo no se mueve, este es el punto de fluidez, si se mueve antes, se introduce al recipiente y se continúa el descenso de la temperatura. Esta prueba se realizó en el laboratorio de Fenómenos Interfaciales y Reología.

**4.2.3 Espectroscopia Infra Rojo.** Los espectros de infrarrojo para el análisis cualitativo de los crudos Colorado, se determinaron en un Espectrofotómetro de Infrarrojo FT IR Muestra líquida en la región espectral del Infrarrojo Medio entre 670 y 4000$cm^{-1}$; se empleó una celda de NaCl; y para el estudio espectroscópico no se utilizó disolvente. Se obtuvo un espectro del tipo transmisión. Esta prueba se realizó en el laboratorio de Espectroscopia del Instituto Colombiano del Petróleo.

**4.2.4 Determinación del Índice de Inestabilidad Coloidal.** Con el fin de determinar la tendencia a flocular (formar precipitados) del crudo se procedió a realizarles el análisis SARA. Posteriormente se calculó el índice de estabilidad coloidal (IEC). Las fracciones SARA de los crudos se correlacionaron con el índice de inestabilidad coloidal IEC, con el fin de determinar si los asfaltenos presentes en la muestra se encuentran en una dispersión coloidal estable o si por el contrario presentan tendencia a precipitar como material orgánico.

Para una concentración dada de asfaltenos en un sistema, el IEC, está dado por la siguiente relación:

Ecuación 1. Índice de Inestabilidad Coloidal

$$CII = \frac{\%Saturados + \%Asfaltenos}{\%\,\mathrm{Re}\sin as + Aromáti\cos}$$

Cuando el crudo es considerado estable, los asfaltenos en solución no precipitan; cuando es moderadamente estable, se considera la posibilidad de que cambios fuertes de temperatura y presión precipiten asfaltenos, y cuando es inestable, con un pequeño cambio de temperatura y presión los asfaltenos en solución se precipitan. Con el índice de inestabilidad Coloidal se puede establecer una aproximación de la estabilidad de un sistema mediante la siguiente clasificación:

Tabla 12. Clasificación de Crudos según CII

| TIPO DE CRUDO | CII |
|---|---|
| **Estable** | < 0,7 |
| **Moderadamente estable** | 0,7-0,9 |
| **Inestable** | >0,9 |

Fuente: Hoyos, Cristancho. Procedimientos metodológicos Caracterización de Fluidos. 2008.

## 4.3 ANÁLISIS COMPOSICIONAL DEL MATERIAL ORGÁNICO

En esta etapa de la experimentación se realizaron ensayos de caracterización al material sólido de depósito proveniente de dos pozos del campo Colorado, mediante Destilación Simulada $174^0$C-710 $^0$C por Cromatografía de Gases para la distribución del número de carbonos y determinación de fracciones por Análisis SARA.

Tabla 13. Análisis Composicional del Material Orgánico

| PROPIEDAD | MÉTODO |
|---|---|
| Cromatografía Destilación Simulada | DESTILACSIMULALTATEM FONDOS 100-740+C |
| Fracciones Saturados, Aromáticos, Resinas, Asfaltenos | ANÁLISIS SARA |

El análisis composicional se realizó con el fin de determinar el tipo de material orgánico (peso molecular de material) causante del problema de depositación.

## 4.4 CARACTERIZACIÓN DE ARENAS DE FORMACIÓN MUGROSA

Adicionalmente se realizó el Análisis Cuantitativo y Cualitativo de las fases presentes en las muestras de arenas B y C de la formación Mugrosa provenientes de Plugs de corazones de la roca del campo Colorado, mediante la Técnica de Difracción de Rayos X.

El Análisis de Difracción por rayos X se realizó en un difractómetro de polvo marca RIGAKU modelo D/MAX IIIB utilizando radiación CuKα1, Voltaje 40(kV) y corriente

30(mA). El equipo se encuentra en el Laboratorio de Difracción de Rayos X de la Escuela de Química de la Universidad Industrial de Santander.

Tabla 14. Caracterización Arenas de Formación

| PROPIEDAD | MÉTODO |
|---|---|
| **Difracción de Rayos X** | Análisis Cualitativo |
| | Análisis Cuantitativo |

Fuente: Autores Proyecto

## 4.5 DISEÑO DEL TRATAMIENTO QUÍMICO

La presente investigación tomó como referencia una dosificación establecida en Campo Lisama en el año 2004 para disolución de depósitos orgánicos, evaluada por Ecopetrol alcanzando resultados favorables.

Se decidió plantear la metodología esta vez aplicado al problema de obstrucción de flujo por depósitos orgánicos que presenta el Campo Colorado. Con el objeto de realizar una correcta experimentación en la selección de aditivos químicos, se hizo necesario elaborar una serie de ensayos de laboratorio basados en la norma API RP-42, con el fin de determinar las dosificaciones óptimas para el diseño de tratamiento, para su posterior aplicación en campo. Los ensayos se realizaron en el Laboratorio de Química de Producción del Instituto Colombiano del Petróleo.

### 4.5.1 Pruebas Desarrolladas en la Evaluación de Tratamientos para los Pozos Colorado 25 y Colorado 75:

Los productos evaluados para el diseño del tratamiento fueron suministrados por las compañías, A, B y C.

Tabla 15. Pruebas Desarrolladas en la Evaluación de Tratamientos Orgánicos

| FLUIDO O TRATAMIENTO | PRUEBAS REALIZADAS |
|---|---|
| **TRATAMIENTO ORGÁNICO**<br><br>**Compañías A, B y C** | ◆ Compatibilidad entre el Tratamiento Orgánico evaluado y el Crudo Colorado 25 y Colorado 75 |
| | ◆ Compatibilidad entre el Tratamiento Orgánico evaluado y La Salmuera Sintética Equivalente al agua de Formación del Campo Colorado. |
| | ◆ Mojabilidad Visual y detergencia mediante el Empleo de Arenas B y C, provenientes Muestras de Plugs de intervalos corazonados del Campo Colorado. |
| | ◆ Tensión Interfacial entre el Tratamiento Evaluado y la Salmuera sintética equivalente Colorado. |
| | ◆ Capacidad de Disolución entre el tratamiento evaluado y el depósito orgánico ceroso procedente de los pozos Colorado. |

**4.5.2 Preparación de las Formulaciones para el Tratamiento.** La etapa inicial del diseño de tratamiento consistió en la selección y evaluación de aditivos. En este mismo orden, se prepararon cuatro formulaciones de tratamiento para cada una de las compañías evaluadas las cuales están compuestas por disolvente, surfactante, solvente mutual y removedor de parafinas ó dispersante.

Se empleó un diseño experimental $2^k$. Los factores estudiados para cada compañía fueron las proporciones volumétricas de aditivos en las cuatro formulaciones, que son las variables de proceso, con el fin determinar la influencia de estas variables en el comportamiento de los parámetros a evaluar como variables de respuesta, Mojabilidad, y la Capacidad de Disolución.

**4.5.3 Evaluación de Fluidos de Tratamiento provenientes de las Compañías Proveedoras.** En las siguientes tablas se presentan las formulaciones para el

diseño de tratamiento de los fluidos evaluados para disolución de la muestra sólida de depósito proveniente de los pozos Colorado.

Tabla 16. Formulaciones Evaluadas de Compañía A para Colorado

| FUNCIÓN | UNID | FORMULACIONES Compañía A | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Formulación 1 | Formulación 2 | Formulación 3 | Formulación 4 |
| Disolvente | GPT | 918,0 | 907,0 | 906,0 | 935,0 |
| Surfactante | GPT | 2,0 | 3,0 | 4,0 | 5,0 |
| Solvente Mutual | GPT | 30,0 | 20,0 | 50,0 | 40,0 |
| Dispersante/ Removedor | GPT | 50,0 | 70,0 | 40,0 | 20,0 |

GPT: Galones por mil galones. 1gpt = 1ml

Cada uno de los tratamientos se evaluó en los mismos escenarios experimentales simulando condiciones de temperatura de la formación y manteniendo constante la temperatura del sistema, el tiempo de residencia, y el volumen de mezcla.

Tabla 17. Formulaciones Evaluadas de Compañía B para Colorado.

| FUNCIÓN | UNID | FORMULACIONES Compañía B | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Formulación 1 | Formulación 2 | Formulación 3 | Formulación 4 |
| Disolvente | GPT | 918,0 | 907,0 | 906,0 | 935,0 |
| Surfactante N. I | GPT | 2,0 | 3,0 | 4,0 | 5,0 |
| Solvente Mutual | GPT | 30,0 | 20,0 | 50,0 | 40,0 |
| Dispersante/ Removedor | GPT | 50,0 | 70,0 | 40,0 | 20,0 |

N.I.: No lónico

Las formulaciones se realizaron teniendo en cuenta los márgenes de proporciones volumétricas establecidas por las compañías proveedoras, empleadas en el

laboratorio de Química de Producción, y dando especial atención a las la proporciones del surfactante y del solvente mutual debido al efecto que ejercen sobre la tensión interfacial y la mojabilidad. Estas formulaciones se tuvieron en cuenta al momento de evaluar los aditivos de todas las compañías.

Tabla 18. Formulaciones Evaluadas de Compañía C para Colorado

| FUNCIÓN | UNID | FORMULACIONES Compañía C | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Formulación 1 | Formulación 2 | Formulación 3 | Formulación 4 |
| Disolvente | GPT | 918,0 | 907,0 | 906,0 | 935,0 |
| Surfactante A | GPT | 2,0 | 3,0 | 4,0 | 5,0 |
| Solvente Mutual | GPT | 30,0 | 20,0 | 50,0 | 40,0 |
| Dispersante/ Removedor | GPT | 50,0 | 70,0 | 40,0 | 20,0 |

A.: Aniónico

**4.5.4 Preparación de Salmuera Sintética Colorado.** Para la realización de los ensayos de laboratorio, se preparó la salmuera sintética equivalente al agua de formación Colorado. La formulación se basó en la caracterización fisicoquímica realizada al agua de formación del pozo Colorado 37, muestreada en campo.

Se tomó muestra de los pozos Col 37, Col 38, y del tanque de recolección K-01 de la estación Colorado. Los resultados del análisis fisicoquímico se tomaron como referencia para preparar la salmuera sintética equivalente al agua de formación Colorado, empleada en los ensayos de evaluación de los fluidos de las compañías proveedoras.

La composición de la salmuera sintética equivalente al agua de formación Colorado se sintetiza en la siguiente tabla:

Tabla 19. Composición de salmuera sintética Equivalente Colorado

| Composición Salmuera Sintética Campo Colorado | |
|---|---|
| **Compuesto** | **g/L** |
| **Na Cl** | 23.91 |
| **KCl** | 0.093 |
| **Mg Cl2* 6H2O** | 0.970 |
| **Ca Cl2* 2H2O** | 4.958 |

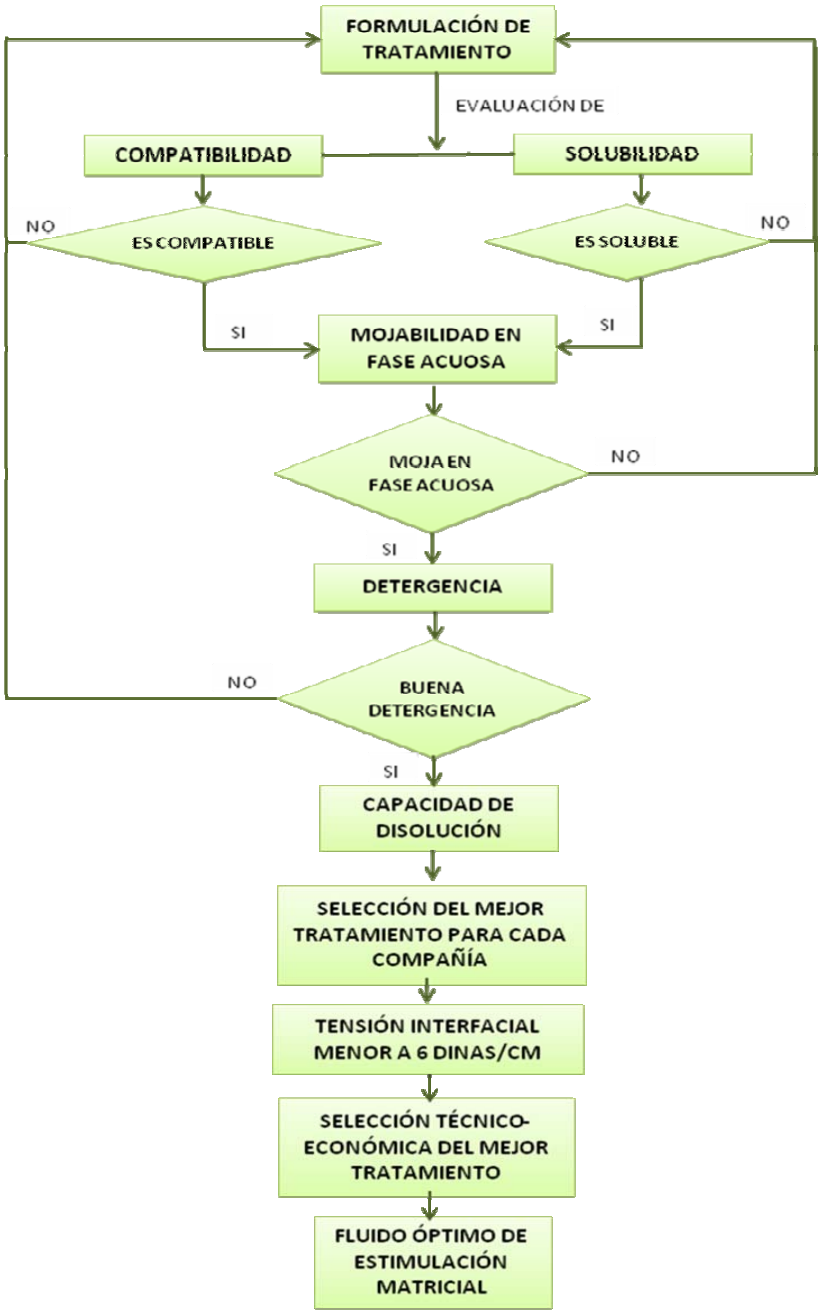
Fuente: Autores Proyecto

**4.5.5 Desarrollo Experimental.** El proceso de evaluación y selección de aditivos para el diseño de tratamiento se realizó a nivel de laboratorio mediante la realización de tres tipos de pruebas: Pruebas para Evaluación de interacción Fluido-Fluido; Pruebas para Evaluación de interacción Roca-Fluido y tensión interfacial.

En la Figura 12 se presenta el diagrama de la fase de experimentación empleado para la selección y evaluación de aditivos químicos del tratamiento de diseño.

La selección del fluido óptimo de tratamiento se basó en la consideración de parámetros relevantes como la mineralogía de la formación, analizada mediante la caracterización de las arenas productoras B y C del campo por medio de la técnica analítica de Difracción de Rayos X (DRX), la caracterización del depósito sólido por medio de la distribución del número de carbonos, y los resultados de las pruebas de laboratorio para evaluar factores tales como la compatibilidad del tratamiento con la roca y los fluidos de la formación.

Figura 12. Diagrama Fase de Experimentación para la Evaluación y Selección de Aditivos de Tratamiento




La fase de experimentación además tomó en cuenta los costos de las pruebas y la disponibilidad de las muestras en busca del objetivo principal de la investigación.

## 4.6 PRUEBAS PARA EVALUACIÓN DE INTERACCIONES FLUIDO-FLUIDO

Las proporciones volumétricas utilizadas en las evaluaciones fueron seleccionadas por ser representativas de las concentraciones características empleadas en operaciones de campo.

**4.6.1 Solubilidad y Compatibilidad.** La solubilidad y compatibilidad se realizó entre las formulaciones del tratamiento Vs crudos Colorado de estudio y entre las formulaciones del tratamiento Vs salmuera sintética equivalente al agua de formación Colorado.

El procedimiento que se empleó para este ensayo en el diseño del tratamiento con los aditivos de las compañías proveedoras, es el siguiente:

- Se prepararon 500ml de cada formulación de tratamiento para los productos a evaluar.
- Paralelamente se precalentó el crudo en un horno a temperatura de formación. (Tabla 19)
- Así mismo, se preparó la mezcla crudo-tratamiento orgánico a evaluar en las proporciones relacionadas en la Tabla 19 para los crudos evaluados, y para las formulaciones de cada tratamiento.
- La mezcla se agitó manualmente, durante 60 segundos.
- Posteriormente, la mezcla se dejó en el horno a temperatura de formación de cada pozo de donde proviene el crudo evaluado por un período de tiempo de 2 horas (tiempo máximo en que ocurre rompimiento de emulsión), mediante seguimiento cada ½ hora.
- Transcurrido el tiempo de prueba, las mezclas fueron retiradas del horno y se evaluó la compatibilidad mediante la observación del comportamiento de fases y registro de formación de precipitados, aglomeraciones, nubosidades,

emulsiones, presencia de turbidez, y aspecto de la interfase entre los fluidos de mezcla.

Tabla 20. Relaciones de Mezcla; Tratamiento Orgánico, Salmuera y Crudo Evaluados

| Compatibilidad-Solubilidad | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Proporciones Volumétricas %V/V | | | | |
| **Tiempo de Residencia** | **Tratamiento Orgánico** | **Agua de Formación Salmuera Sintética** | **Crudo Col 25** | **Crudo Col 75** |
| **2 Horas** | 50% | | 50% | |
| | 50% | | | 50% |
| | 50% | 50% | | |
| | 80% | | 20% | |
| | 80% | | | 20% |
| | 80% | 20% | | |
| | 20% | | 80% | |
| | 20% | | | 80% |
| | 20% | 80% | | |
| **Temperatura de Formación** | | | 319,15 °K | 352,15 °K |
| | | | 114 °F | 174 °F |

Fuente: Autores Proyecto

- Finalmente se observó cuidadosamente que no se presentara turbidez, ya que de este se hace necesario filtrar (mediante filtro whatman 42, de 2,5 micras- µ) para verificar si es debido a la composición natural de la mezcla preparada ó si es producto de algún tipo de insolubilidad.

## 4.7 PRUEBAS PARA EVALUACIÓN DE INTERACCIONES ROCA-FLUIDO

**4.7.1 Mojabilidad Visual.** La determinación de la mojabilidad visual se realizó mediante el siguiente procedimiento: las arenas de formación fueron tomadas de plugs de los intervalos corazonados[5] de campo Colorado, para evaluar la tendencia de los tratamientos a mojar por agua ó por aceite.

- Preparación de la Arena: Previo a la realización de las pruebas de laboratorio de mojabilidad y detergencia, se limpiaron las fracciones de roca core (Muestras de corazones,) para remover completamente los fluidos originales.

Figura 13. Arenas de Formación Mugrosa

Fuente: Autores Proyecto

- Este procedimiento se realizó en el laboratorio de Análisis Petrofísicos Básicos, según la norma API RP 40, mediante la técnica de extracción con solvente Tolueno-metanol para limpieza de muestras de corazones de residuos de hidrocarburos, agua y salmuera.

- Fracciones de roca core provenientes de la formación Mugrosa del Campo Colorado fueron sometidas a triturado-macerado y tamizado, en tamices ASTM

[5] Las arenas B y C se obtuvieron de Plugs provenientes de intervalos corazonados de campo Colorado, suministrados por Litoteca en el Instituto Colombiano del Petróleo. ICP.

E-11 de malla N. 60 y N. 20 micras de abertura, para la obtención de las arenas B y C *[6] de la formación mugrosa.

Tabla 21. Descripción Arenas de Formación

| DESCRIPCIÓN | ARENAS PRODUCTORAS | POZO | PROFUNDIDAD (ft) |
|---|---|---|---|
| **Roca Core Fracciones** | Arenas C Colorado Formación Mugrosa | Colorado 21 | 3780’ |
| | Arenas B Colorado Formación Mugrosa | Colorado 25 | 2071 – 2071’,5” |

- Las arenas fueron caracterizadas mediante la Técnica Analítica de Difracción de Rayos X (DRX), para determinar la presencia de minerales en la roca y la preferencia de mojabilidad de los fluidos que entran en contacto con dicho mineral.
- Una vez preparadas las arenas, se colocó 1ml de arena de formación en un frasco de vidrio de 25ml.
- Se adicionaron 10 ml del tratamiento a evaluar y se dejó en reposo por una hora a la temperatura de yacimiento.
- Se decantó el líquido sobrenadante.
- Posteriormente se prepararon tres probetas de 250 ml así: una con agua, otra con varsol y otra con varsol-agua en proporción 1:1.
- Seguidamente, con una espátula se recogió una muestra de arena humedecida por el tratamiento y con el fin de evaluar la mojabilidad en los tres sistemas de evaluación, se dejó caer dentro de cada una de las probetas.
- Finalmente se observó el comportamiento de las partículas de finos al entrar en contacto con el agua y el varsol.

[6] Las principales arenas productoras en el Campo Colorado se han denominado como Arenas B y C. (Determinación Umbral Cristalización Parafinas en el crudo del campo Colorado. Emiliano Ariza. 2008)

**4.7.2 Detergencia.** Esta prueba se realiza para determinar la capacidad de limpieza del tratamiento y la mojabilidad que induce el mismo en la formación productora.

La determinación de la detergencia se realizó mediante el siguiente procedimiento:

- Se dejaron en remojo muestras de arena con tratamiento orgánico a evaluar hasta que las arenas quedaron impregnadas con el tratamiento.
- Posteriormente se decantaron y se les retiró el tratamiento.
- Se adicionó a la muestra de arena previamente decantada, un volumen de 10ml de salmuera sintética equivalente Colorado.
- En ese mismo orden se adicionó un volumen de 10ml del crudo de evaluación previamente calentado a la temperatura de formación.
- Por último se observó que las partículas de arena no estuvieran sucias ó impregnadas de crudo. Se apreció el grado de limpieza de la arena a medida que transcurre un tiempo máximo de una hora, ya que si el aditivo tiene buena detergencia, la arena debe quedar limpia de crudo.

## 4.8 CAPACIDAD DE DISOLUCIÓN

El ensayo consistió en someter la muestra a interacción con el fluido de tratamiento empleando tiempos de residencia de dos horas, y simulando temperatura de formación en un horno, con el fin de verificar la efectividad de los tratamientos formulados en la disolución de la muestra.

**4.8.1 Determinación cualitativa**. La determinación cualitativa de la capacidad de disolución se realizó mediante el siguiente procedimiento:

- Se pesaron cinco gramos de material sólido de depósito orgánico proveniente de los pozos Colorado y se registró el peso (Ws).
- Se mezclaron 50 ml del tratamiento con los 5 gramos de material orgánico sin agitación, en un frasco con tapa manteniendo una relación: 1/10 (gr) depósito orgánico/ml tratamiento.
- La mezcla se llevó al horno a temperatura de formación, simulando condiciones de yacimiento, por un tiempo de residencia de dos horas, para evaluar la capacidad de disolución de los tratamientos formulados.
- Transcurrido el tiempo mencionado, se evaluó cualitativamente la compatibilidad entre el fluido de tratamiento y el material sólido orgánico mediante la observación del aspecto, color y turbidez eventualmente en el transcurso de tiempo establecido.

**4.8.2 Determinación cuantitativa**. La determinación cuantitativa del porcentaje de disolución se realizó mediante un sistema de filtración en caliente, con el fin de verificar la efectividad de los tratamientos en la disolución de la muestra y obtener el material orgánico sin disolver.

Tabla 22. Relaciones Evaluadas para Capacidad de Disolución

| Peso Inicial depósito ceroso | Formulación | Volumen | Temperatura | Tiempo de Residencia |
|---|---|---|---|---|
| **Col 25**<br>**Col 75**<br>**5 gr** | 1 | 50ml | 46 °C<br>79°C | 2 horas |
| | 2 | 50ml | | |
| | 3 | 50ml | | |
| | 4 | 50ml | | |
| | 5 | 50ml | | |
| | 6 | 50ml | | |

Fuente: Autores Proyecto

El sistema de filtración en caliente consistió en:

- Se recogió el material orgánico disuelto en el tratamiento y se llevó a un sistema de filtrado en caliente por desplazamiento con una bomba Eldex empleando un caudal de 10ml/min; el material a filtrar se llevó hasta un porta filtro por desplazamiento en líneas desde un cilindro con un pistón, simulando condiciones de temperatura de yacimiento, con presión inicial de 10psi y alcanzando presiones de hasta 200psi, al finalizar el proceso de filtrado.
- El portafiltros empleado consta de dos capas de malla y pad que protegen y empaquetan el papel filtro whatman de 0,45 µ micras envuelto entre estos.
- El porcentaje de disolución de material sólido de depósito orgánico se calculó mediante la siguiente expresión:

$$S = \frac{(Ws + Wf - Wfs)}{Ws} \times 100\%$$

Ecuación 2. Determinación de la capacidad de Disolución

Fuente: ICP-PTE-152002-6. Capacidad de disolución de Finos. Instituto Colombiano del Petróleo.

Donde: Ws es el peso inicial del material orgánico del depósito; Wf: Peso del sistema de filtrado antes de la filtración; Wfs: Peso del sistema de filtrado después de la filtración.

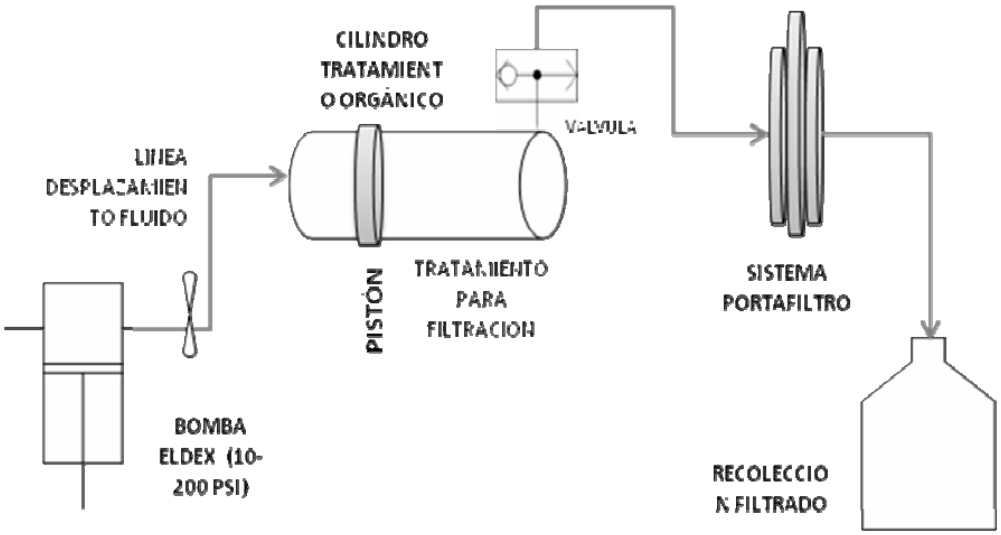
Figura 14. Sistema de Filtración en Caliente para Determinación Cuantitativa de Disolución de la Muestra

| Muestra de Material a Filtrar | Sistema de Filtración en Caliente |
|---|---|
| | |

Fuente: Autores Proyecto

**Diagrama del Proceso de Filtración en Caliente**

Figura 15. Diagrama del Proceso realizado para el Sistema de Filtración en Caliente




El procedimiento anteriormente descrito se realizó en el Laboratorio de Daños a la Formación del Instituto Colombiano del Petróleo. ICP.

**4.8.3 Tensión Interfacial.** Esta prueba se realizó en el Laboratorio de Fenómenos Interfaciales y Reología del Instituto Colombiano del Petróleo, según el procedimiento PTE-119.001, por el método del anillo d DoNouy en un Tensiómetro Kruss K12. La prueba se realizó para dos formulaciones seleccionadas de tratamiento, de las compañías A y B (con base en los resultados de la evaluación de Interacciones roca-fluido, fluido-fluido, y capacidad de disolución) Vs Salmuera sintética Equivalente al agua de formación Colorado.

**4.8.4 Evaluación Técnico-Económica.** Se realizó la evaluación del costo de las formulaciones de tratamiento seleccionadas, tomando como referencia los costos suministrados por las compañías proveedoras, para los productos evaluados.

# 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

## 5.1 CARACTERIZACIÓN FISICOQUÍMICA DEL CRUDO

La caracterización de fluidos es un procedimiento que debe realizarse periódicamente, ya que la propiedades de los fluidos no son estáticas. En la tabla 22 se presentan los resultados de los ensayos de caracterización fisicoquímica de los crudos Colorado.

Tabla 23. Propiedades Fisicoquímicas de Crudos

| PROPIEDAD | UNIDAD | CRUDO | |
|---|---|---|---|
| | | Colorado 25 | Colorado 75 |
| **Densidad a 15 0C** | g/mL | 0,8501 | 0,8184 |
| **Gravedad API** | $^{0}$API | 34,9 | 41,3 |
| **Contenido de Ceras** | % Peso | 15,1 | 16,3 |
| **Punto de Fluidez Dinámico** | °C | < -6 | < -9 |
| **Punto de Nube Dinámico** | °C | 21,3 | 16,9 |

Los crudos Colorado 25 y Colorado 75 por su naturaleza química presentan semejanza en sus propiedades fisicoquímicas. Por su gravedad API (>30) son crudos livianos; de acuerdo con su composición son crudos de naturaleza parafínica. Su alto punto de nube favorece la precipitación de material orgánico ya que los crudos cerosos generalmente tienen API > 30. [15]

**5.1.1 Análisis SARA.** En la tabla 21 se presentan los resultados obtenidos para la composición química y las fracciones que componen los crudos Colorado 25 y Colorado 75.

Los resultados SARA de los crudos coinciden con la naturaleza parafínica de los crudos Colorado 25 y Colorado 75, y muestran bajo contenido de asfaltenos en relación con las otras fracciones en ambos crudos.

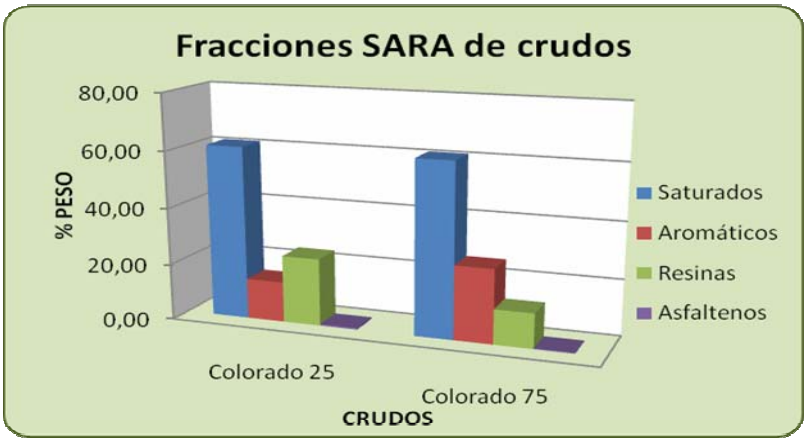
Tabla 24. Fracciones SARA de crudos Colorado

| FRACCIÓN | Unidades | CRUDOS | |
|---|---|---|---|
| | | Colorado 25 | Colorado 75 |
| **Saturados** | % Peso | 61,30 | 61,27 |
| **Aromáticos** | % Peso | 14,33 | 26,12 |
| **Resinas** | % Peso | 23,88 | 12,32 |
| **Asfaltenos** | % Peso | 0,49 | 0,29 |

Fuente: Autores Proyecto

Las fracciones del análisis SARA están relacionadas con otras propiedades fisicoquímicas, es así como los crudos Colorado presentan bajo contenido de asfaltenos, pero tienen alto API y gran cantidad de saturados.

Figura 16. Fracciones SARA de crudos Colorado




Fuente: Autores Proyecto

La figura 15, muestra el alto contenido de hidrocarburos Saturados (n-parafinas, iso-parafinas, cicloparafinas - naftenos) que predominan en los crudos Colorado 25 y Colorado 75, seguido del contenido de aromáticos.

**5.1.2 Índice de Inestabilidad Coloidal IEC**. Las fracciones SARA de los crudos se correlacionaron con el Índice de Inestabilidad Coloidal IEC, utilizado en la caracterización de asfaltos para indicar la solubilidad de la fase dispersa en el medio dispersante y determinar si los asfaltenos presentes se encuentran en una dispersión coloidal estable.

Tabla 25. Índices de Inestabilidad Coloidal

| POZO | COL 25 | COL 75 |
|---|---|---|
| **CII** | 1,62 | 1,60 |

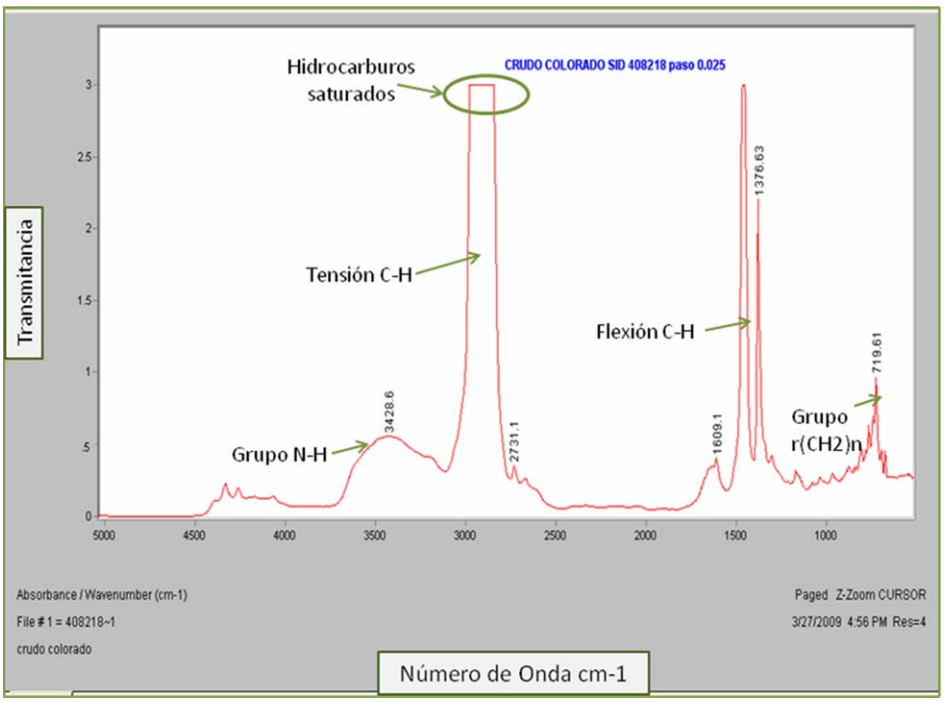
Fuente: Autores Proyecto

El índice de inestabilidad coloidal es superior a 0,9 por lo que se considera que los crudos Col 25 y Col 75 presentan tendencia Inestable, lo que quiere decir que aunque las fracciones de asfaltenos presentes en la muestra son bajas, con un pequeño cambio de temperatura y presión los asfaltenos en solución tienden a aglomerarse y a precipitar junto con el material orgánico[15], incrementando el problema de precipitación.

**5.1.3 Espectroscopia de Infrarrojo.** Los espectros correspondientes a los dos crudos Colorado 25 y Colorado 75 presentan bandas de absorción similares características del sistema de crudo. En los dos espectros se identifica un pico en el intervalo 2900 $cm^{-1}$ a 3000$cm^{-1}$ que corresponde a una vibración de tensión del enlace C-H y generalmente indica la presencia de uno o más grupos alcanos. Este enlace es característico de los hidrocarburos saturados [3]. Los dos picos alrededor

de 1375 $cm^{-1}$ y 1450 $cm^{-1}$ en los dos espectros de los crudos Colorado son también característicos de los grupos C-H, y resultan de las vibraciones de flexión en la molécula. [3]

Figura 17. Espectro Infrarrojo Crudo Colorado 75

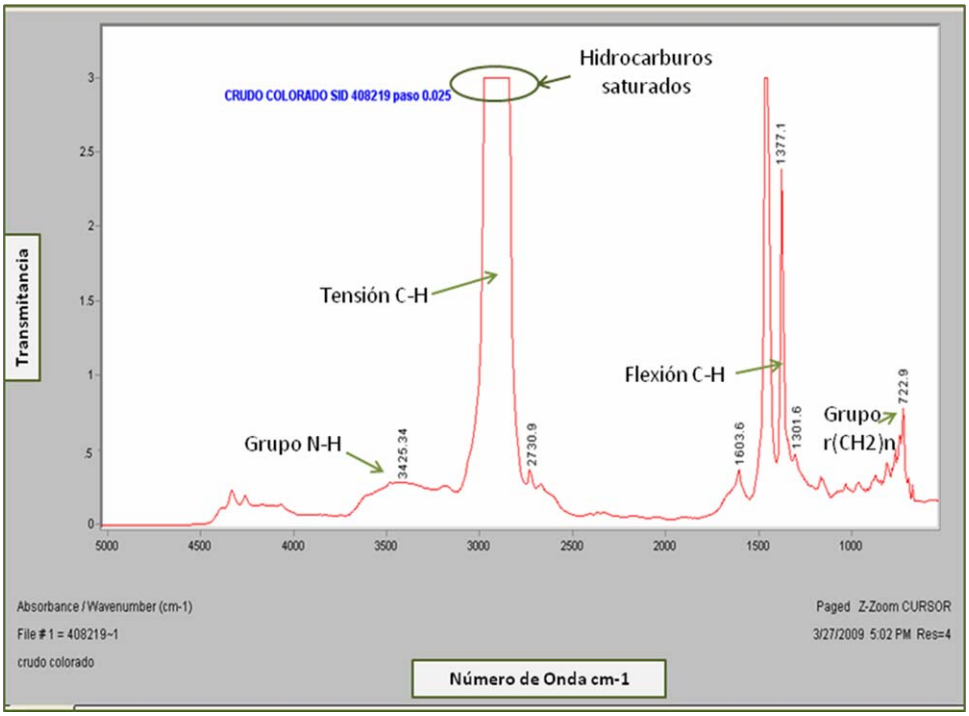



En el espectro Infrarrojo de los crudos Colorado 25 y Colorado 75 se aprecian las vibraciones que corresponden a las bandas de absorción de alta intensidad de los grupos alifáticos $CH_2$ y $CH_3$ hacia 2750 y 2950cm[13], característicos de la fracción saturada. Hacia 1400 y 1500$cm^{-1}$ se aprecian vibraciones que corresponden a las bandas de absorción de dobles vibraciones ($CH_2$ + $CH_3$) de los grupos alifáticos [13] que pertenecen a la fracción de saturados en ambos crudos.

La banda de absorción en 722,9 $cm^{-1}$ para Col 25 y 716,61 $cm^{-1}$ para Col 75, corresponde a las cadenas alquílicas r ($CH_2$)n de más de cuatro carbonos, [13]

correspondientes a las cadenas de alcanos de la fracción de saturados que contiene el crudo. La banda de absorción Infrarrojo a 3425 $cm^{-1}$ en el crudo Colorado 25 y en 1428 $cm^{-1}$ para el crudo Colorado 75, de baja intensidad, corresponde al grupo pirrólico enlazado (N-H) [13] proveniente de la presencia de heteroátomos, que son característicos de las fracciones de asfaltenos de los crudos.

Figura 18.Espectro Infrarrojo Crudo Colorado 25




Fuente: Autores Proyecto

## 5.2 ANÁLISIS COMPOSICIONAL DEL DEPÓSITO SÓLIDO

**5.2.1 Análisis SARA.** Según los resultados obtenidos en la caracterización se pudo observar que los componentes mayoritariamente presentes en la muestra sólida proveniente de campo Colorado son hidrocarburos saturados (cadenas de

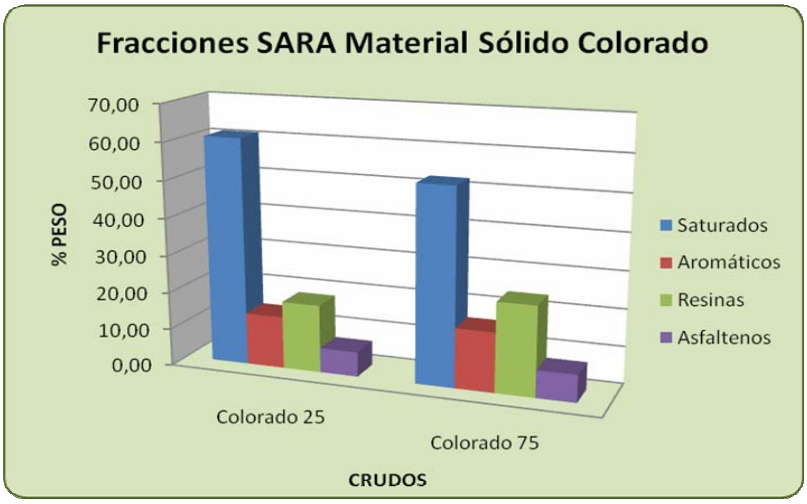
alcanos lineales, ramificadas, nafténicas). Se determinó que hay presencia de asfaltenos en el depósito sólido proveniente de los pozos del campo Colorado, con 6,65% en peso para Colorado 25 y 7,35% para Colorado 75.

Tabla 26. Análisis SARA Material Sólido Colorado

| FRACCIÓN | Unidades | MATERIAL SÓLIDO | |
|---|---|---|---|
| | | Colorado 25 | Colorado 75 |
| **Saturados** | % Peso | 61,07 | 52,56 |
| **Aromáticos** | % Peso | 14,04 | 16,04 |
| **Resinas** | % Peso | 18,25 | 24,05 |
| **Asfaltenos** | % Peso | 6,65 | 7,35 |

Fuente: Autores Proyecto

Figura 19. Fracciones Sara Material Orgánico Colorado



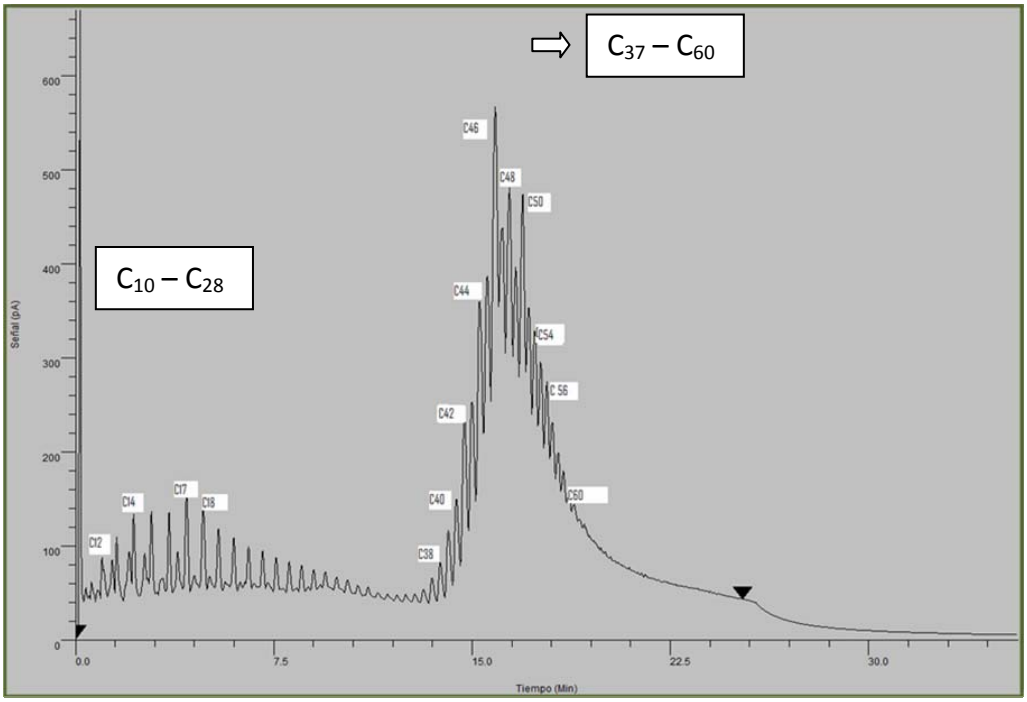

Fuente: Autores Proyecto

**5.2.2 Destilación Simulada por Cromatografía de Gases**. Los resultados del análisis de cromatografía de gases reportaron la de la distribución del número de carbonos para la muestra del material sólido caracterizada.

En el Análisis cromatográfico y la distribución por carbones se aprecia que el material sólido proveniente del pozo Col 25 presentó las mayores proporciones de n-alcanos e iso-alcanos en el rango de número de carbonos comprendido entre $C_{10}$ - $C_{28}$ y $C_{37}$ - $C_{60}$.

En la figura 18 se aprecia que los iso-alcanos de cada número de carbono dado eluyen de la columna antes que los n-alcanos. Las cadenas lineales se aprecian en el cromatograma mediante picos altos, delgados y simétricos de intensidad definida, y las cadenas de alcanos ramificadas (Iso-alcanos) registran una señal de salida del detector de baja intensidad, anterior a la del n-alcano. [2]

Figura 20. Cromatograma Material Sólido Proveniente de Colorado 25




El área bajo los picos proporciona una medida cuantitativa de la cantidad de cada componente [2], es decir, el material orgánico extraído del pozo Colorado 25 presentan altas proporciones de carbones entre $C_{10}$ a $C_{28}$ y $C_{37}$ a $C_{60}$. Lo que

quiere decir que, según la clasificación del material orgánico ceroso (Tabla 5) del crudo corresponde al tipo de Cera Intermedia ó Macro cristalina.

La Ceras Intermedias o macro cristalinas tienen un rango de distribución por carbones entre $C_{20}$ – $C_{60}$; porcentaje de alcanos lineales aproximadamente cercano al 60%, de iso-alcanos del 15% y un porcentaje aproximado de naftenos o cicloalcanos del 25%.

Figura 21. Distribución del Número de carbonos y Puntos de Fusión Material Colorado 25

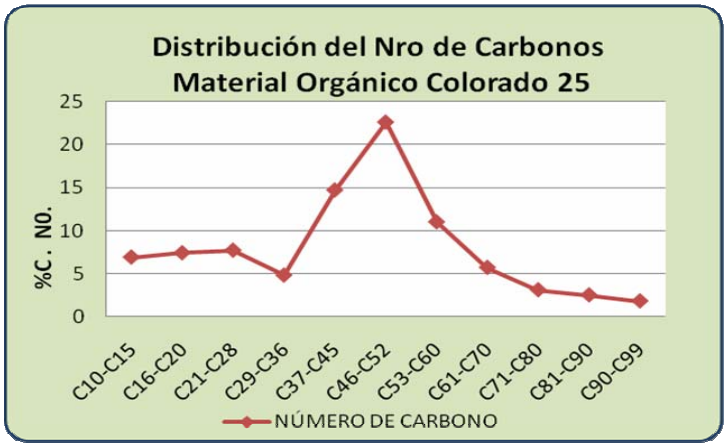



Figura 22. Puntos de Fusión Material Orgánico Colorado 25

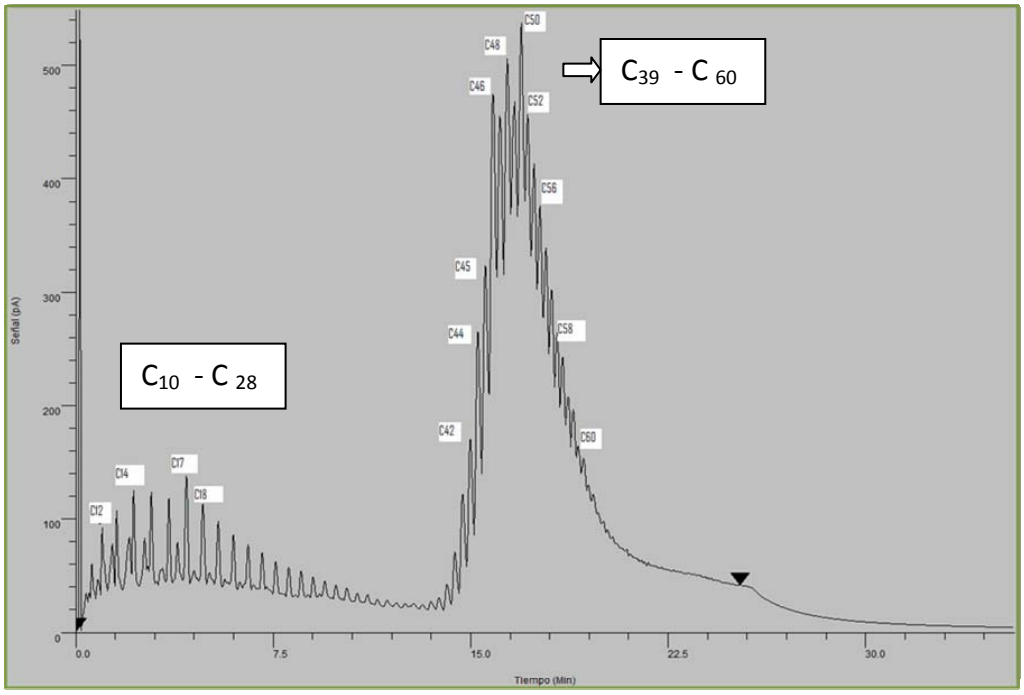
Fuente: Autores Proyecto

Tabla 27. Puntos de Fusión Material Colorado 25

| NÚMERO DE CARBONO | Contenido total Alcanos | Puntos Fusión Promedio (S/literatura) |
|---|---|---|
| | % | 0C |
| C10-C15 | 6,9 | -10 |
| C16-C20 | 7,4 | 30 |
| C21-C28 | 7,7 | 55 |
| C29-C36 | 4,8 | 74 |
| C37-C45 | 14,7 | 85 |
| C46-C52 | 22,6 | 92 |
| C53-C60 | 11 | 97 |
| C61-C70 | 5,7 | 103 |
| C71-C80 | 3,1 | 108 |
| C81-C90 | 2,5 | 110 |
| C90-C99 | 1,8 | 112 |

Fuente: The melting points of normal paraffins. J.H. Hildebrand and A. Wachter. Paraffin Problems in gas system. SPE. 2003.

Figura 23. Cromatograma Material Sólido proveniente de Colorado 75



En el Análisis cromatográfico y la distribución por carbones del material sólido proveniente del pozo Colorado 75 se aprecia que las mayores intensidades de los picos de n-alcanos corresponden a los intervalos comprendidos entre $C_{10}$ a $C_{28}$ y $C_{39}$ a $C_{60}$.

De igual forma que para Colorado 75, en la figura 21 se aprecia que los iso-alcanos de cada número de carbono dado eluyen de la columna antes que los n-alcanos; las cadenas lineales se aprecian en el cromatograma mediante picos altos, delgados y simétricos de intensidad definida, y las cadenas de alcanos ramificadas (Iso-alcanos) registran una señal de salida del detector de baja intensidad, anterior a la del n-alcano.

El área bajo los picos proporciona una medida cuantitativa de la cantidad de cada componente, es decir, el material sólido extraído del pozo Colorado 75 presenta altas proporciones de carbones entre $C_{10}$ a $C_{28}$ y $C_{39}$ a $C_{60,}$ lo que indica la presencia de alcanos lineales y ramificados y posible presencia de naftenos en pequeña proporción. Según la clasificación del material orgánico ceroso del crudo (ver Tabla 5) el material proveniente de este pozo corresponde al tipo de Cera Intermedia ó Macro cristalina.

Figura 24. Distribución del Número de Carbonos Colorado 75

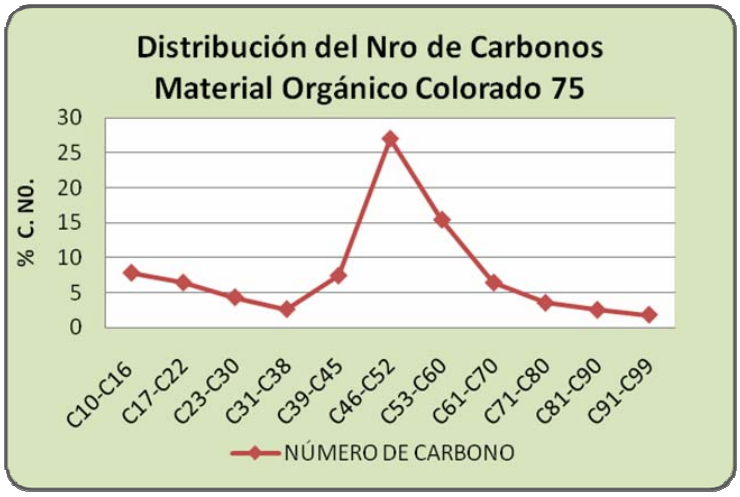
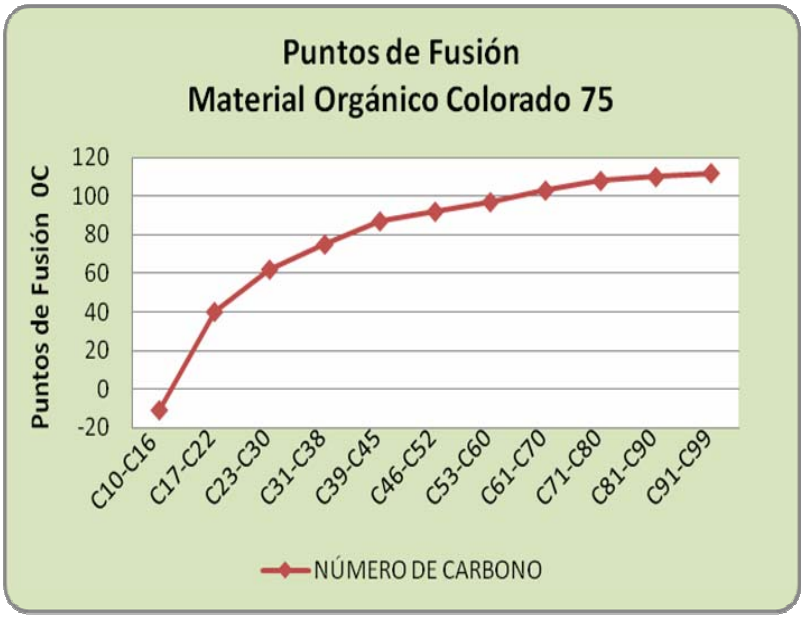


Figura 25. Puntos de Fusión Material Orgánico Colorado 75




Fuente: Autores Proyecto

Tabla 28. Puntos de Fusión Material Colorado 75

| NÚMERO DE CARBONO | Contenido total Alcanos | Puntos Fusión Promedio (s/literatura) |
|---|---|---|
| | % | 0C |
| **C10-C16** | 7,8 | -11 |
| **C17-C22** | 6,4 | 40 |
| **C23-C30** | 4,3 | 62 |
| **C31-C38** | 2,6 | 75 |
| **C39-C45** | 7,4 | 87 |
| **C46-C52** | 27 | 92 |
| **C53-C60** | 15,4 | 97 |
| **C61-C70** | 6,4 | 103 |
| **C71-C80** | 3,5 | 108 |
| **C81-C90** | 2,5 | 110 |
| **C91-C99** | 1,8 | 112 |

Fuente: The melting points of normal paraffins. J.H. Hildebrand and A. Wachter. Paraffin Problems in gas system. SPE. 2003.

## 5.3 CARACTERIZACIÓN DE ARENAS DE FORMACIÓN

Tabla 29. Caracterización por DRX Arena C Formación Mugrosa

| ARENA DE FORMACIÓN C | | | | |
|---|---|---|---|---|
| FASE | | NOMBRE | UNID | CUANTITATIVO |
| | | | | |
| Cristalinos | Si O2 | Cuarzo | % | 56,6 |
| | Fe2 O3 | Hematita | % | 0,5 |
| | Ti O2 | Anatasa | % | 0,2 |
| | K Al Si3 O8 | Microclina | % | 7,1 |
| | Al2 (Si2 O5) (OH)4 | Caolinita | % | 12,7 |
| | Na (Al Si3 O8) | Albita | % | 8,7 |
| | K Al2 (Si, Al)4 O10 (OH)2 | Moscovita | % | 6,9 |
| | Amorfos y otros | | % | 7,2 |

Fuente: Autores Proyecto

Figura 26. Difractograma Arenas C Formación Mugrosa

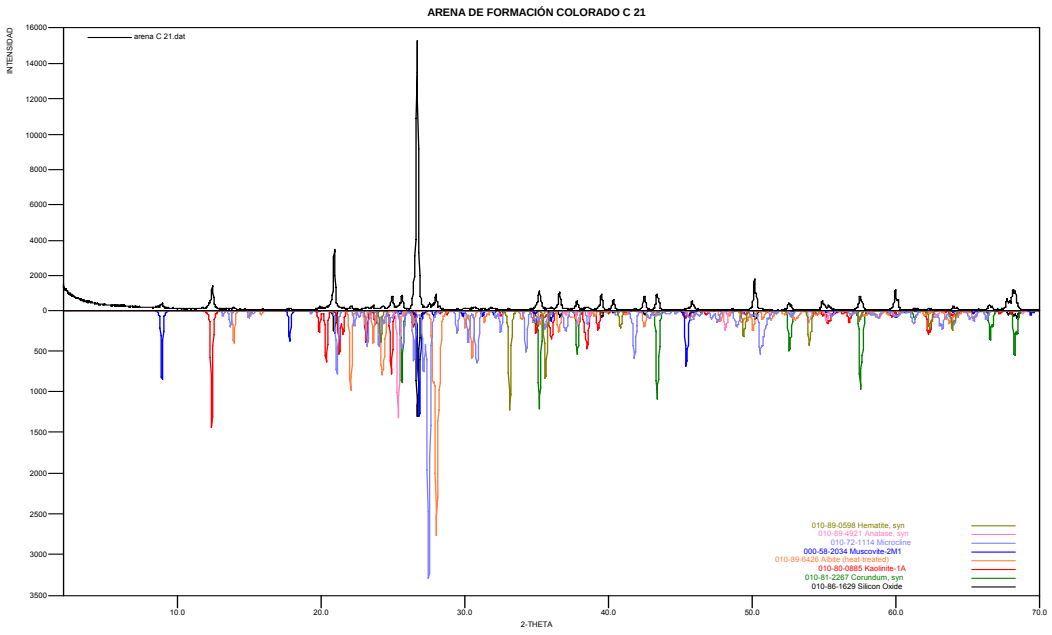
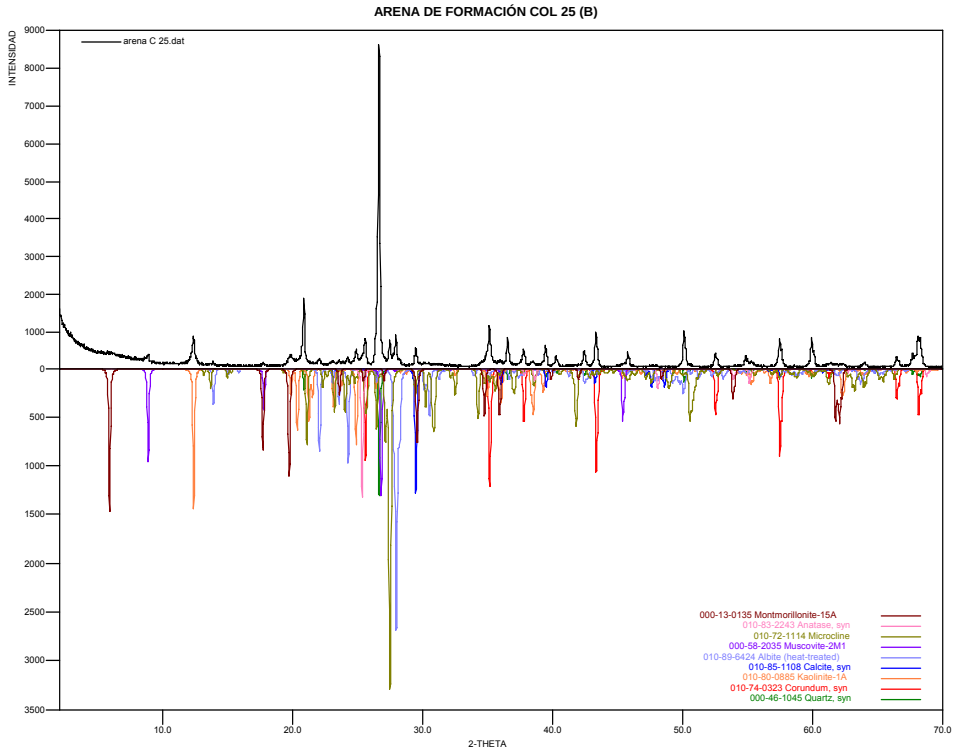


Tabla 30. Caracterización por DRX arenas B Formación Mugrosa

| ARENA DE FORMACIÓN B | | | | |
|---|---|---|---|---|
| FASE | | NOMBRE | UNID | CUANTITATIVO |
| | | | | |
| Cristalinos | Si O2 | Cuarzo | % | 42,7 |
| | Ca CO3 | Calcita | % | 1,2 |
| | Ti O2 | Anatasa | % | 0,7 |
| | K Al Si3 O8 | Microclina | % | 10,9 |
| | Al2 (Si2 O5) (OH)4 | Caolinita | % | 15,1 |
| | Na (Al Si3 O8) | Albita | % | 9,3 |
| | K Al2 (Si, Al)4 O10 (OH)2 | Moscovita | % | 11,0 |
| | Ca 0,2 (Al, Mg)2 Si4 O10 (OH)2 . 4 H2O | Montmorillonita | % | 1,2 |
| | Amorfos y otros | | | 7,9 |

Fuente: Autores Proyecto

Figura 27. Difractograma Arenas B Formación Mugrosa



El análisis cuantitativo por Difracción de Rayos X (DRX) reportó la presencia de cuarzo, como principal especie mineral presente en las arenas B y C. Se encontró que las arenas C contienen un 56,6% de cuarzo, 12,7% de caolinita y 8,7% de albita como especies mayoritarias, y en las arenas B se encontró 42,7% de cuarzo, 15,1% de caolinita, y 11,0% de moscovita. Estos minerales son comunes en las formaciones sedimentarias productoras de hidrocarburos[6].

El cuarzo y los silicatos (feldespatos, micas y arcillas) son los principales minerales componentes de las arenas y areniscas. Albita se encuentra dentro de los feldespatos y Moscovita dentro de las Micas [6].

Las arenas Colorado contienen Caolinita[7], la cual pertenece a las arcillas. Estas se encuentran formando parte de la mayor parte de formaciones productoras de hidrocarburos en mayor o menor cantidad y pueden ser potenciales factores de daño por su alta sensibilidad a fluidos acuosos, lo que provoca su hinchamiento y/o migración. [6] Así mismo, se encontró en las arenas B y C analizadas, la presencia de otros minerales como Hematita, Anatasa, calcita y Montmorillonita, en proporciones inferiores al 2%, y Moscovita en proporción del 11% en las arenas B.

## 5.4 CARACTERIZACIÓN FISICOQUÍMICA DE AGUAS

Tabla 31. Caracterización Fisicoquímica Aguas Colorado

| Parámetro / Muestra | Na + mg/Lt | K+ mg/Lt | Ca ++ mg/Lt | Mg++ mg/Lt | Ba++ mg/Lt | Sr ++ mg/Lt | Fe++ mg/Lt | Salinidad mg/Lt NaCl |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Pozo Colorado 37** | 9407 | 49.7 | 1351.8 | 116 | 54.9 | 69.9 | 12.5 | 27731 |

[7] Caolinita es un alumino-silicato hidratado, muy estable desde el punto de vista químico, reacciona con ácidos en forma similar a como lo hace el cuarzo. [6]

| Parámetro / Muestra | PH | $CO_2$ mg/Lt | $HCO_3$ mg/Lt | $SO_4^{-2}$ mg/Lt | $Si\ O_2$ mg/Lt | $Cl^{-1}$ mg/Lt | Conductividad mS/cm 25 °C\| |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Pozo Colorado 37** | 7.01 | 15 | 259 | 3.2 | 22 | 16470 | 32.50 |

Fuente: Autores Proyecto

En la tabla 31 se presentan los datos obtenidos al realizar la caracterización fisicoquímica del agua de formación proveniente del Pozo Colorado 37. Estos parámetros fueron tomados como base de cálculo en la preparación de la salmuera sintética equivalente al agua de formación Colorado.

## 5.5 DISEÑO DEL TRATAMIENTO

**5.5.1 Resultados de evaluación de formulaciones de tratamiento.** A continuación se presentan los resultados obtenidos en la evaluación realizada a nivel de de laboratorio con las formulaciones de tratamiento de las compañías A, B y C, previstos a utilizar en la disolución del depósito de material orgánico proveniente de los pozos Colorado.

### 5.5.2 Pruebas para evaluación de interacciones fluido-fluido:

**5.5.2.1 Prueba de Solubilidad.** Los resultados obtenidos en las pruebas de solubilidad con las formulaciones de tratamiento orgánico propuestas para los pozos Colorado (Col 25 y Col 75), dejan ver que los productos de cada formulación son solubles entre si y en el crudo en las proporciones evaluadas a temperatura de formación durante dos horas. Los productos del tratamiento

orgánico se solubilizaron completamente en el crudo[8]; no se presentó separación de fases entre el tratamiento y el crudo, ya que por su naturaleza orgánica se solubilizaron, formando una mezcla homogénea de una sola fase.

**5.5.2.2 Compatibilidad.** Todos los aditivos de las compañías evaluadas son solubles con el crudo Colorado y forman una sola fase. Se presentó rompimiento de fases del 100% entre las formulaciones de Tratamiento Orgánico A Vs Salmuera sintética equivalente al agua de formación Colorado en las proporciones evaluadas. En las formulaciones, 1, 50/50; y formulación 4 en la relación 80/20 A, se observó una fase acuosa de aspecto lechoso en un tiempo de residencia de dos horas; sin embargo, luego de transcurridas seis horas se apreció fase acuosa clara y libre de sedimentos.

Para el caso de las formulaciones de tratamiento orgánico B las fases de tratamiento Vs salmuera sintética se definieron completamente lo que quiere decir que se presentó buena eficiencia en el rompimiento; sin embargo se apreció fase acuosa de aspecto lechoso en las formulaciones 1, 50/50; 2, 50/50 y 80/20; 3, 80/20; y 4 en proporción 50/50. En algunas mezclas de formulaciones A y B Vs Salmuera sintética, la fase acuosa presentó aspecto lechoso que pudo ser debido a una posible insolubilidad del producto (surfactante) en la fase acuosa (salmuera). Para descartar esta hipótesis se realizaron evaluaciones de solubilidad con el producto a concentraciones del 2, 3, 4 y 5%, las cuales dieron resultados favorables ya que solubilizaron completamente. Luego de transcurrido de transcurrido un período de tiempo de seis horas a diez horas, se notó que la fase acuosa de aspecto lechoso, se tornó de aspecto claro, y libre de sedimentos en las formulaciones que presentaron fase acuosa de aspecto lechoso.

[8]Las sustancias no polares ó débilmente polares se disuelven en disolventes no polares ó ligeramente polares. Los compuestos muy polares lo hacen en otros disolventes de alta polaridad. “Una sustancia disuelve a otra similar” Morrison, Robert. Neilson, Robert. Química Orgánica. Pearson Educación. 1990

Las formulaciones de tratamiento evaluadas para la compañía C, presentaron buena eficiencia en el rompimiento, separación de fases bien definida y fase acuosa de aspecto claro y libre de sedimentos.

### 5.5.3 PRUEBAS PARA EVALUACIÓN DE INTERACCIONES ROCA-FLUIDO

**5.5.3.1 Mojabilidad Visual.** Las arenas de formación Colorado B y C impregnadas de las formulaciones de tratamiento orgánico A y B presentaron mojabilidad visual mixta[9]. Lo que quiere decir que las arenas se dispersaron al entrar en contacto con las dos fases, tanto con la fase acuosa como con la fase aceitosa. En estas arenas la mojabilidad no es homogénea ya que presentan preferencias de mojabilidad tanto al agua como al aceite. Las arenas impregnadas con las formulaciones de tratamiento de la compañía C, presentaron mojabilidad por aceite, ya que se aglomeran al contacto con la fase acuosa.

Al evaluar la mojabilidad en el sistema de fases agua-aceite en contacto, se apreció que al llegar a la interfase algunas partículas de arenas se depositan allí, y otras se van a fondo de recipiente; sin embargo, cuando se realizó un pequeño esfuerzo externo a la probeta, las partículas de la interfase se dispersaron en el agua y posteriormente descendieron al fondo del recipiente.

**5.5.3.2 Detergencia.** Los tratamientos orgánicos evaluados de las compañías A y B presentaron buena detergencia y capacidad de limpieza, ya que se pudo apreciar bajo grado de absorción ó impregnación del crudo Colorado 25 y Col 75

[9]En la mojabilidad mixta, el petróleo crudo desplaza el agua de algunas superficies de los poros de la formación, pero aún permanece en los centros de los poros mojables por agua. En la condición de mojabilidad mixta cuando el agua irrumpe en el pozo productor, la producción de petróleo continúa por largo tiempo (aunque el corte de agua se incrementa). [10]

en las arenas de formación Colorado B y C. Los tratamientos orgánicos de la compañía C, presentaron bajo poder de limpieza de las arenas.

**5.5.4 Capacidad de Disolución.** En la evaluación cualitativa de la capacidad de disolución se apreció una buena solvencia (aprox 95%) resultado en las formulaciones de tratamiento A y B, con un tiempo de residencia de dos horas a temperatura de formación, para el material sólido proveniente del pozo Colorado 25; se apreció una pequeña diferencia en la solvencia de aproximadamente un 90% bajo las mismas condiciones, para los tratamientos evaluados A y B para el material orgánico proveniente del pozo Colorado 75.

La determinación cuantitativa de la capacidad de disolución en formulaciones de tratamiento orgánico B presentó buena eficiencia y se obtuvieron resultados satisfactorios de hasta el 98% en la disolución del material sólido proveniente del pozo Colorado 75[10] simulando condiciones de la formación. Los resultados de las evaluaciones se pueden apreciar en el registro fotográfico para cada formulación de tratamiento. Las formulaciones de la compañía C no fueron preseleccionadas para la evaluación de capacidad de disolución, ya que presentaron mojabilidad al aceite, y bajo poder de limpieza, teniendo en cuenta el proceso del diagrama de fase de experimentación.

[10] Para la evaluación cuantitativa de la capacidad de disolución de las formulaciones de los tratamientos, se seleccionó el material sólido proveniente del pozo Colorado 75, debido a que es una muestra representativa del depósito sólido presente en el campo y en su análisis composicional se determinó que es similar al material proveniente del pozo Colorado 25.

## REGISTRO FOTOGRÁFICO

Tabla 32. Resultados Evaluación Solubilidad Compatibilidad y Detergencia Formulación 1 A

| **FORMULACIÓN 1 A** | | |
|---|---|---|
| SOLUBILIDAD Crudo Colorado Vs Tratamiento Orgánico | | |
| | 80/20 | 50/50 |
| | | |
| **OBSERVACIONES** | 80/20, 50/50, todos los aditivos del tratamiento en la formulación 1 son solubles entre sí y con el crudo Colorado en las proporciones evaluadas. Se observó una sóla fase de mezcla. | |
| **DETERGENCIA** | | |
| | Arenas B | Arenas c |
| | | |
| **OBSERVACIONES** | Buena detergencia. Las arenas no son impregnadas con el crudo y permanecen limpias. | |
| **COMPATIBILIDAD** Formulación 1 A Vs Salmuera Sintética Colorado | | |
| 20/80 | 50/50 | 80/20 |
| | | |
| **OBSERVACIONES** | Rompimiento del 100%. Fase acuosa de aspecto lechoso. | |

Tabla 33. Resultados Mojabilidad y Capacidad de disolución Formulación 1 A

| **FORMULACIÓN 1 A** | | |
|---|---|---|
| MOJABILIDAD | | |
| ARENAS B | En agua | En aceite |
| OBSERVACIONES | | |
| La tendencia de las formulaciones de tratamiento A a mojar visualmente las arenas de formación B Colorado es mixta. Lo que significa que las arenas se dispersan al entrar en contacto con la fase acuosa y con la fase aceite de hidrocarburo.<br><br>En la mezcla de fases acuosa-aceitosa, un alto porcentaje de partículas de arena se deposita en la interfase, lo que quiere decir que entre las dos fases hay una tensión interfacial de valor considerable. Esta tensión es fácilmente vencida por las partículas ante un leve esfuerzo externo que hace que se vayan a fondo. | | |
| ARENAS C | En agua | En aceite |
| OBSERVACIONES | | |
| La tendencia de mojabilidad visual de las formulaciones de tratamiento es Mixta. Lo que significa que las arenas se dispersan al entrar en contacto con la fase acuosa, y con la fase base aceitosa de hidrocarburo.<br><br>En la mezcla de fases acuosa-aceitosa, un alto porcentaje de partículas de arena se deposita en la interfase, lo que quiere decir que entre las dos fases hay una tensión interfacial de valor considerable.<br><br>Esta fuerza de tensión en la interfase es fácilmente vencida por las partículas ante un leve esfuerzo externo que hace que se desplacen al fondo. | | |
| **EVALUACIÓN CUALITATIVA Capacidad Disolución** | | |
| Muestra Blanco | Dosificación 1 | Remanente / 2horas |
| | | |
| Se apreció buena solvencia para el material orgánico sólido Colorado en un tiempo de residencia de dos horas a temperatura de formación; se apreció un leve sedimento en el fondo del recipiente, a las mismas condiciones. | | |

<table>
<tr><th colspan="3">FORMULACIÓN 2 A</th></tr>
<tr><td colspan="3">SOLUBILIDAD Crudo Colorado Vs Tratamiento Orgánico</td></tr>
<tr><td></td><td>80/20</td><td>50/50</td></tr>
<tr><td></td><td>
</td><td>
</td></tr>
<tr><td>OBSERVACIONES</td><td colspan="2">80/20, 50/50, todos los aditivos del tratamiento en la formulación 2 son solubles entre sí y con el crudo Colorado en las proporciones evaluadas. Se observó una sóla fase de mezcla.</td></tr>
<tr><td colspan="3">DETERGENCIA</td></tr>
<tr><td></td><td>Arenas B</td><td>Arenas c</td></tr>
<tr><td></td><td>
</td><td>
</td></tr>
<tr><td>OBSERVACIONES</td><td colspan="2">Buena detergencia. Las arenas no son impregnadas con el crudo y permanecen limpias.</td></tr>
<tr><td colspan="3">COMPATIBILIDAD Formulación 1 A Vs Salmuera Sintética Colorado</td></tr>
<tr><td>20/80</td><td>50/50</td><td>80/20</td></tr>
<tr><td>
</td><td>
</td><td>
</td></tr>
<tr><td>OBSERVACIONES</td><td colspan="2">Rompimiento del 100%. Fase acuosa de aspecto lechoso en la formulación 20/80. Fase acuosa de aspecto claro y libre de sedimentos en la formulación 50/50, 80/20.</td></tr>
</table>

Tabla 34. Resultados Evaluación Mojabilidad y Capacidad Disolución Formulación 2 A

| **FORMULACIÓN 2 A** | | |
|---|---|---|
| MOJABILIDAD | | |
| ARENAS B | En agua | En aceite |
| OBSERVACIONES | | |
| ARENAS C | En agua | En aceite |
| OBSERVACIONES | | |
| La tendencia de la formulacion 2 de tratamiento A a mojar las arenas de formación Mugrosa es mixta. Lo que significa que las arenas se dispersan al entrar en contacto con la fase acuosa y con la fase aceite de hidrocarburo.<br><br>En la mezcla de fases acuosa-aceitosa, un alto porcentaje de partículas de arena se deposita en la interfase, lo que quiere decir que entre las dos fases hay una tensión interfacial de valor considerable. Esta tensión es fácilmente vencida por las partículas ante un leve esfuerzo externo que hace que se vayan a fondo. | | |
| **EVALUACIÓN CUALITATIVA Capacidad Disolución** | | |
| Muestra Blanco | Dosificación 2 | Remanente / 2horas |
| | | |
| Se apreció buena solvencia de la formulación 2, con el material sólido Colorado para un tiempo de residencia de dos horas a la temperatura de formación.<br><br>Se notó un leve precipitado ceroso sin disolver en el fondo del recipiente, en un tiempo de residencia de dos horas. | | |

Tabla 35. Resultados Evaluación solubilidad y detergencia, Formulación 3 A

| **FORMULACIÓN 3 A** | | |
|---|---|---|
| SOLUBILIDAD Crudo Colorado Vs Tratamiento Orgánico | | |
| | 80/20 | 50/50 |
| | | |
| **OBSERVACIONES** | 80/20, 50/50, todos los aditivos del tratamiento en la formulación 3 A son solubles entre sí y con el crudo Colorado en las proporciones evaluadas. Se observó una sóla fase de mezcla. | |
| DETERGENCIA | | |
| | Arenas B | Arenas c |
| | | |
| **OBSERVACIONES** | Buena detergencia. Las arenas no son impregnadas con el crudo y permanecen limpias. | |
| COMPATIBILIDAD Formulación 3 A Vs Salmuera Sintética Colorado | | |
| 20/80 | 50/50 | 80/20 |
| | | |
| **OBSERVACIONES** | Rompimiento del 100%. Fase acuosa de aspecto lechoso en la formulación 20/80. Fase acuosa de aspecto claro y libre de sedimentos en la formulación 50/50, 80/20. | |

Tabla 36. Resultados Evaluación Mojabilidad y Capacidad de Disolución Formulación 3 A

<table>
<tr><th colspan="3">FORMULACIÓN 3 A</th></tr>
<tr><td colspan="3">MOJABILIDAD</td></tr>
<tr><td>ARENAS B</td><td>En agua</td><td>En aceite</td></tr>
<tr><td>OBSERVACIONES</td><td>
</td><td>
</td></tr>
<tr><td>ARENAS C</td><td>En agua</td><td>En aceite</td></tr>
<tr><td>OBSERVACIONES</td><td>
</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="3">La tendencia de la formulacion 3 de tratamiento A a mojar las arenas de formación Mugrosa es mixta. Lo que significa que las arenas se dispersan al entrar en contacto con la fase acuosa y con la fase aceite de hidrocarburo.<br><br>En la mezcla de fases acuosa-aceitosa, un alto porcentaje de partículas de arena se deposita en la interfase, lo que quiere decir que entre las dos fases hay una tensión interfacial de valor considerable. Esta tensión es fácilmente vencida por las partículas ante un leve esfuerzo externo que hace que se vayan a fondo.</td></tr>
<tr><td colspan="3">EVALUACIÓN CUALITATIVA Capacidad Disolución</td></tr>
<tr><td>Muestra Blanco</td><td>Dosificación 3</td><td>Remanente / 2horas</td></tr>
<tr><td>
</td><td> </td><td> </td></tr>
<tr><td colspan="3">Se apreció buena solvencia de la formulación 3, con el material sólido Colorado para un tiempo de residencia de dos horas, a la temperatura de formación.<br><br>Se notó un leve sedimento de aspecto arenoso y ceroso sin disolver en la base del recipiente.</td></tr>
</table>

Tabla 37. Resultados Evaluación Compatibilidad, Solubilidad y Detergencia Formulación 4 A

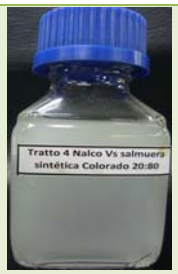
| FORMULACIÓN 4 A | | |
|---|---|---|
| SOLUBILIDAD Crudo Colorado Vs Tratamiento Orgánico | | |
| | 80/20 | 50/50 |
| | | |
| **OBSERVACIONES** | 80/20, 50/50, todos los aditivos del tratamiento en la formulación 4 son solubles entre sí y con el crudo Colorado en las proporciones evaluadas. Se observó una sóla fase de mezcla. | |
| DETERGENCIA | | |
| | Arenas B | Arenas c |
| | | |
| **OBSERVACIONES** | Buena detergencia. Las arenas no son impregnadas con el crudo y permanecen limpias. | |
| COMPATIBILIDAD Formulación 4 A Vs Salmuera Sintética Colorado | | |
| 20/80 | 50/50 | 80/20 |
|   | | |
| **OBSERVACIONES** | Rompimiento del 100%. Fase acuosa de aspecto lechoso en las proporciones 20/80 y 80/20. Fase acuosa clara y libre de sedimentos en la proporción 50/50. | |

Tabla 38. Resultados Evaluación Mojabilidad y Capacidad de Disolución Formulación 4.

| **FORMULACIÓN 4 A** | | |
|---|---|---|
| MOJABILIDAD | | |
| ARENAS B | En agua | En aceite |
| OBSERVACIONES | | |
| ARENAS C | En agua | En aceite |
| OBSERVACIONES | | |
| La tendencia de la formulacion 4 de tratamiento A a mojar las arenas de formación Mugrosa es mixta. Lo que significa que las arenas se dispersan al entrar en contacto con la fase acuosa y con la fase aceite de hidrocarburo.<br><br>En la mezcla de fases acuosa-aceitosa, un alto porcentaje de partículas de arena se deposita en la interfase, lo que quiere decir que entre las dos fases hay una tensión interfacial de valor considerable. Esta tensión es fácilmente vencida por las partículas ante un leve esfuerzo externo que hace que se vayan a fondo. | | |
| **EVALUACIÓN CUALITATIVA Capacidad Disolución** | | |
| Muestra Blanco | Dosificación 4 | Remanente / 2horas |
| | | |
| Se apreció buena solvencia de la formulación 4, con el material sólido Colorado para un tiempo de residencia de dos horas a la temperatura de formación. | | |

Tabla 39. Resultados Evaluación Solubilidad, Compatibilidad y Detergencia Formulación 1 B.

| **FORMULACIÓN 1 B** | | |
|---|---|---|
| SOLUBILIDAD Tratamiento Orgánico B Vs Crudo Colorado | | |
| | 80/20 | 50/50 |
| | | |
| **OBSERVACIONES** | 80%-20%; 50%-50%. Todos los aditivos del tratamiento B son solubles entre sí y con el crudo Colorado en las proporciones evaluadas y se observó una sola fase de mezcla. Los tratamientos se solubilizaron con el crudo a las condiciones establecidas. | |
| DETERGENCIA | | |
| | Arenas B | Arenas c |
| | | |
| **OBSERVACIONES** | Buena detergencia. Las arenas no son impregnadas con el crudo y permanecen limpias. | |
| COMPATIBILIDAD Formulación 1 B Vs Salmuera Col | | |
| 50/50 | 20/80 | 80/20 |
| | | |
| **OBSERVACIONES** | Rompimiento del 100%. Fase acuosa de aspecto lechoso en proporción 50/50. Para la formulación 20/80 se apreció una fase acuosa clara, sin nubosidades. | |

Tabla 40. Resultados Evaluación Mojabilidad y Capacidad Disolución Formulación 1 B.

| **FORMULACIÓN 1 B** | | |
|---|---|---|
| MOJABILIDAD | | |
| ARENAS B | En agua | En aceite |
| OBSERVACIONES | | |
| ARENAS C | En agua | En aceite |
| OBSERVACIONES | | |
| La tendencia de la formulacion 1 de tratamiento B a mojar las arenas de formación Mugrosa es mixta. Lo que significa que las arenas se dispersan al entrar en contacto con la fase acuosa y con la fase aceite de hidrocarburo.<br><br>En la mezcla de fases acuosa-aceitosa, un alto porcentaje de partículas de arena se deposita en la interfase, lo que quiere decir que entre las dos fases hay una tensión interfacial de valor considerable.<br><br>Esta tensión es fácilmente vencida por las partículas ante un leve esfuerzo externo que hace que se vayan a fondo. | | |
| **EVALUACIÓN CUALITATIVA Capacidad Disolución B** | | |
| Muestra Blanco | Dosificación 1 | Remanente / 2horas |
| | | |
| Se apreció buena solvencia de la formulación 1B con el material sólido Colorado para un tiempo de residencia de dos horas a la temperatura de formación. | | |

Tabla 41. Resultados Evaluación Solubilidad, Compatibilidad y Detergencia Formulación 2B.

| FORMULACIÓN 2 B | | |
|---|---|---|
| SOLUBILIDAD Tratamiento Orgánico B Vs Crudo Colorado | | |
| | 80/20 | 50/50 |
| | | |
| **OBSERVACIONES** | 80%-20%; 50%-50%.Todos los aditivos del tratamiento B son solubles entre sí y con el crudo Colorado en las proporciones evaluadas y se observó una sola fase de mezcla. Los tratamientos se solubilizaron con el crudo a las condiciones establecidas, se pudo apreciar pequeñas partículas de precipitados parafínicos en el fondo del recipiente. | |
| DETERGENCIA | | |
| | Arenas B | Arenas c |
| | | |
| **OBSERVACIONES** | Buena detergencia. Las arenas no son impregnadas con el crudo y permanecen limpias. | |
| COMPATIBILIDAD Formulación 2 B Vs Salmuera Col | | |
| 50/50 | 20/80 | 80/20 |
| | | |
| **OBSERVACIONES** | Rompimiento del 100%. Fase acuosa de aspecto lechoso en las proporciones 50/50 y 20/80.. | |

Tabla 42. Resultados Evaluación Mojabilidad y Capacidad de Disolución Formulación 2 B.

<table>
<tr><th colspan="3">FORMULACIÓN 2 B</th></tr>
<tr><td colspan="3">MOJABILIDAD</td></tr>
<tr><td>ARENAS B</td><td>En agua</td><td>En aceite</td></tr>
<tr><td>OBSERVACIONES</td><td> </td><td> </td></tr>
<tr><td>ARENAS C</td><td>En agua</td><td>En aceite</td></tr>
<tr><td>OBSERVACIONES</td><td> </td><td> </td></tr>
<tr><td colspan="3">La tendencia de la formulacion 2 de tratamiento B a mojar las arenas de formación Mugrosa es mixta. Lo que significa que las arenas se dispersan al entrar en contacto con la fase acuosa y con la fase aceite de hidrocarburo.<br><br>En la mezcla de fases acuosa-aceitosa, un alto porcentaje de partículas de arena se deposita en la interfase.</td></tr>
<tr><td colspan="3">EVALUACIÓN CUALITATIVA Capacidad Disolución B</td></tr>
<tr><td>Muestra Blanco</td><td>Dosificación 2</td><td>Remanente / 2horas</td></tr>
<tr><td> </td><td> </td><td> </td></tr>
<tr><td colspan="3">Se apreció buena solvencia de la formulación 2 B con el material sólido Colorado para un tiempo de residencia de dos horas a la temperatura de formación. Se notó la presencia de un sedimento de aspecto arenoso en la base del recipiente, luego de transcurridas dos horas de evaluación.</td></tr>
</table>

Tabla 43. Resultados Evaluación Solubilidad, Compatibilidad y Detergencia Formulación 3 B.

| **FORMULACIÓN 3 B** | | |
|---|---|---|
| SOLUBILIDAD Tratamiento Orgánico B Vs Crudo Colorado | | |
| | 80/20 | 50/50 |
| | | |
| **OBSERVACIONES** | 80%-20%; 50%-50%.Todos los aditivos del tratamiento B son solubles entre sí y con el crudo Colorado en las proporciones evaluadas y se observó una sola fase de mezcla.<br>Los tratamientos se solubilizaron con el crudo a las condiciones establecidas. | |
| DETERGENCIA | | |
| | Arenas B | Arenas c |
| | | |
| **OBSERVACIONES** | Buena detergencia. Las arenas no son impregnadas con el crudo y permanecen limpias. | |
| COMPATIBILIDAD Formulación 2 B Vs Salmuera Col | | |
| 50/50 | 20/80 | 80/20 |
| | | |
| **OBSERVACIONES** | Rompimiento del 100%. Fase acuosa de aspecto lechoso en las proporciones 80/20 y 50/50. Fase acuosa más clara y libre de sedimentos en la formulación 20/80. | |

Tabla 44. Resultados Evaluación de Mojabilidad y Capacidad de Disolución Formulación 3 B.

| **FORMULACIÓN 3 B** | | |
|---|---|---|
| MOJABILIDAD | | |
| ARENAS B | En agua | En aceite |
| OBSERVACIONES | | |
| ARENAS C | En agua | En aceite |
| OBSERVACIONES | | |
| La tendencia de la formulacion 3 de tratamiento B a mojar las arenas de formación Mugrosa es mixta. Lo que significa que las arenas se dispersan al entrar en contacto con la fase acuosa y con la fase aceite de hidrocarburo.<br><br>En la mezcla de fases acuosa-aceitosa, un alto porcentaje de partículas de arena se deposita en la interfase. | | |
| **EVALUACIÓN CUALITATIVA Capacidad Disolución B** | | |
| Muestra Blanco | Dosificación 3 | Remanente / 2horas |
| | | |
| Se apreció buena solvencia ó capacidad de disolución de la formulación 3 B con el material sólido Colorado para un tiempo de residencia de dos horas a la temperatura de formación. Se notó un leve remanente de aspecto ceroso en el fondo del recipiente, luego de dos horas de evaluación.. | | |

Tabla 45. Resultados Evaluación Solubilidad Compatibilidad y Detergencia Formulación 4 B.

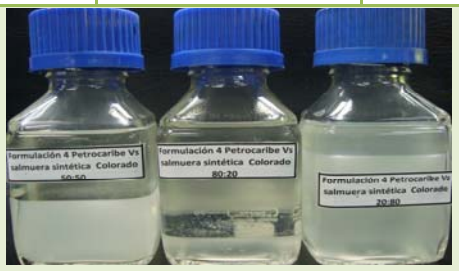
| **FORMULACIÓN 4 B** | | |
|---|---|---|
| SOLUBILIDAD Tratamiento Orgánico B Vs Crudo Colorado | | |
| | 80/20 | 50/50 |
| | | |
| **OBSERVACIONES** | 80%-20%; 50%-50%.Todos los aditivos del tratamiento B son solubles entre sí y con el crudo Colorado en las proporciones evaluadas y se observó una sola fase de mezcla. La formulación de tratamiento se solubilizó con el crudo a las condiciones establecidas, se notó la presencia de pequeñas partículas de precipitados parafínicos en el fondo del recipiente. | |
| DETERGENCIA | | |
| | Arenas B | Arenas c |
| | | |
| **OBSERVACIONES** | Buena detergencia. Las arenas no son impregnadas con el crudo y permanecen limpias. | |
| COMPATIBILIDAD Formulación 4B Vs Salmuera Col | | |
| 50/50 | 20/80 | 80/20 |
| |  | |
| **OBSERVACIONES** | Rompimiento del 100%. Fase acuosa de aspecto lechoso en las proporciones 50/50 y 20/80. Fase acuosa clara y libre de sedimentos en la formulación 80/20. | |

Tabla 46. Resultados Mojabilidad y Capacidad de Disolución Formulación 4 B

| **FORMULACIÓN 4 B** | | |
|---|---|---|
| MOJABILIDAD | | |
| ARENAS B | En agua | En aceite |
| OBSERVACIONES | | |
| ARENAS C | En agua | En aceite |
| OBSERVACIONES | | |
| La tendencia de la formulacion 4 de tratamiento B a mojar las arenas de formación Mugrosa es mixta. Lo que significa que las arenas se dispersan al entrar en contacto con la fase acuosa y con la fase aceite de hidrocarburo.<br><br>En la mezcla de fases acuosa-aceitosa, un alto porcentaje de partículas de arena se deposita en la interfase. | | |
| **EVALUACIÓN CUALITATIVA Capacidad Disolución B** | | |
| Muestra Blanco | Dosificación 4 | Remanente / 2horas |
| | | |
| Se apreció buena solvencia ó capacidad de disolución de la formulación 4 B para un tiempo de residencia de dos horas a la temperatura de formación. Sin embargo, se pudo apreciar un remanente de aspecto ceroso en la base del recipiente, luego de transcurridas dos horas de evaluación. | | |

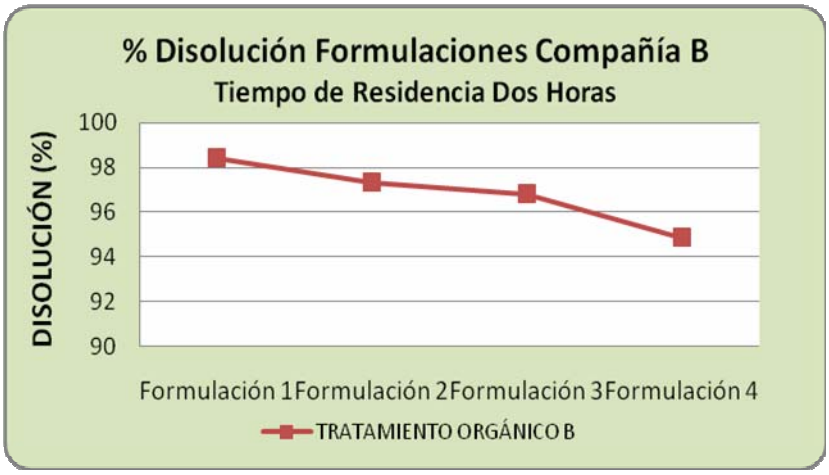
**5.5.4.1 Resultados Sistema de Filtración en Caliente.** Los resultados obtenidos para en la evaluación de la capacidad de disolución de las formulaciones de las compañías A y B se enuncian a continuación.

Tabla 47. Capacidad de Disolución Formulaciones compañía B Vs Material sólido Colorado

| Peso muestra Depósito sólido Col | Tratamiento Orgánico B | Peso Sistema antes filtración | Peso Sistema después filtración | DISOLUCIÓN |
|---|---|---|---|---|
| (gr) | | (gr) | (gr) | (%) |
| **5,0** | Formulación 1 | 0,672 | 0,751 | 98,42 |
| **5,0** | Formulación 2 | 0,663 | 0,796 | 97,34 |
| **5,0** | Formulación 3 | 0,638 | 0,797 | 96,82 |
| **5,0** | Formulación 4 | 0,678 | 0,934 | 94,88 |

Fuente: Autores Proyecto

Figura 28. Porcentaje de Disolución Material sólido Colorado mediante las Formulaciones B




Fuente: Autores Proyecto

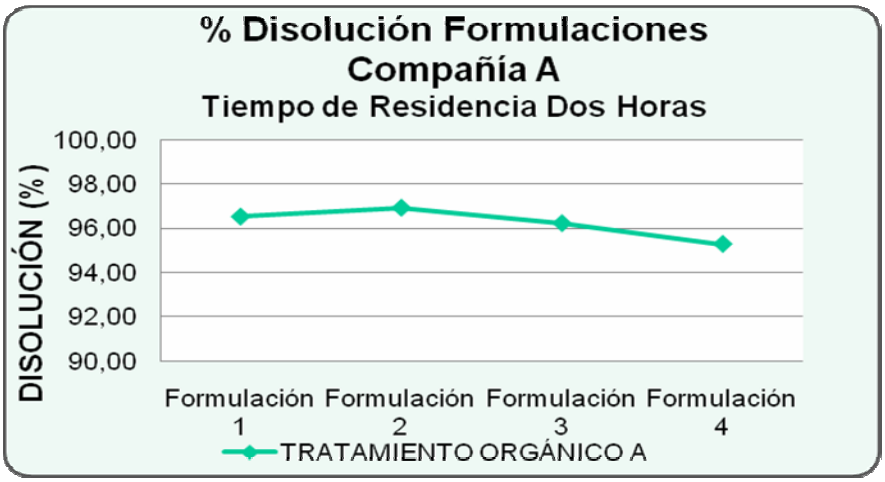
La formulación 1 presentó el mayor porcentaje de disolución del materia orgánico de depósito orgánico Col 75. La determinación cuantitativa de la capacidad de disolución en formulaciones de tratamiento orgánico B presentó buena eficiencia y se obtuvieron resultados satisfactorios de hasta el 98% en la disolución del material sólido proveniente del pozo Colorado 75 simulando condiciones de la formación.

Tabla 48. Capacidad Disolución Formulaciones compañía A Vs Material sólido Colorado

| Peso muestra Depósito Orgánico | TRATAMIENTO ORGÁNICO A | Peso Sistema antes filtración | Peso Sistema después filtración | DISOLUCIÓN |
|---|---|---|---|---|
| (gr) | | (gr) | (gr) | (%) |
| **5,0** | Formulación 1 | 0,780 | 0,954 | 96,52 |
| **5,0** | Formulación 2 | 0,778 | 0,932 | 96,92 |
| **5,0** | Formulación 3 | 0,729 | 0,918 | 96,22 |
| **5,0** | Formulación 4 | 0,785 | 1,021 | 95,28 |

Fuente: Autores Proyecto

Figura 29. Porcentaje de Disolución Material sólido Colorado mediante Formulaciones A




Fuente: Autores Proyecto

Las formulaciones A presentaron porcentajes de solvencia similares del material sólido. Sin embargo, la eficiencia en la disolución de todos los tratamientos estuvo por encima del 95%, lo que significa que es alta. Es necesario tener en cuenta la evaluación de las otras variables como, mojabilidad, compatibilidad, tensión interfacial, y costos, a la hora de seleccionar el tratamiento óptimo para el campo Colorado.

**5.5.4.2 Impacto de los Resultados.** De las formulaciones de tratamiento preseleccionadas A y B, se seleccionaron dos tratamientos, uno por cada compañía, que presentaron los resultados más óptimos en el esquema de pruebas de evaluación de interacciones roca-fluido y fluido-fluido.

La selección de las formulaciones de tratamiento se basó en los resultados de los ensayos de laboratorio mencionados anteriormente, y en la efectividad de la disolución del material de depósito orgánico proveniente del campo.

Las Formulaciones seleccionadas fueron:

Tabla 49. Formulaciones de Tratamientos Seleccionadas

| FUNCIÓN | UNID | FORMULACION Compañía B | FORMULACION Compañía A |
|---|---|---|---|
| | | Formulación 1 | Formulación 2 |
| Disolvente | GPT | 918,0 | 907,0 |
| Surfactante | GPT | 2,0 | 3,0 |
| Solvente Mutual | GPT | 30,0 | 20,0 |
| Dispersante/ Removedor | GPT | 50,0 | 70,0 |

Estas formulaciones de fluidos optimizados en laboratorio, presentaron a su vez, alta capacidad de disolución del depósito orgánico, Formulación 1 B con 98,42% y Formulación 2 A 96,92%.

**5.5.4.3 Tensión Interfacial.** En la tabla se relaciona la tensión Interfacial de las formulaciones de tratamiento de las compañías seleccionadas.

Tabla 50. Resultados de Tensión Interfacial de las Formulaciones seleccionadas, con Salmuera sintética Colorado.

| FORMULACIONES SELECCIONADAS | TENSIÓN INTERFACIAL |
|---|---|
| | Dinas/Cm |
| **Formulación 1 B** | 0,97 |
| **Formulación 2 A** | 28,88 |

Como se observa, el fluido de tratamiento B presentó menor tensión interfacial con Salmuera sintética Colorado, que el fluido de tratamiento A.

Se determinó un valor bajo de tensión Interfacial de 0,97 dina/cm entre el fluido de tratamiento B1 y la salmuera sintética equivalente Colorado.

**5.5.4.4 Costos de Tratamiento.** A continuación se relacionan los costos de los aditivos químicos en las proporciones evaluadas para los fluidos de tratamiento seleccionados de las compañías A y B. Se tomó como referencia un volumen de mil galones de tratamiento.

Tabla 51. Costos de Tratamiento, Formulación 2 Compañía A seleccionada

| FUNCIÓN Compañía A | UNID | | PRECIO | COSTO TOTAL |
|---|---|---|---|---|
| | | Formulación 2 | USD/GAL | 100 GAL |
| Disolvente | GPT | 907 | 4,24 | 3845,68 |
| Surfactante | GPT | 3 | 31 | 9,3 |
| Solvente Mutual | GPT | 20 | 21,1 | 422 |
| Dispersante/Remov | GPT | 70 | 961,6 | 67312 |
| **COSTO TOTAL USD** | | | | 71672,68 |

Disolvente empleado: Xileno /Varsol 40/60%

Tabla 52. Costos de Tratamiento Formulación 1 Compañía B seleccionada

| FUNCIÓN Compañía B | UNID | | PRECIO | COSTO TOTAL |
|---|---|---|---|---|
| | | Formulación 1 | USD/GAL | 100 GAL |
| Disolvente | GPT | 918 | 4,24 | 3892,32 |
| Surfactante N. I | GPT | 2 | 38,06 | 76,12 |
| Solvente Mutual | GPT | 30 | 30,03 | 900,9 |
| Dispersante/Remov | GPT | 50 | 27,01 | 1350,5 |
| **COSTO TOTAL USD** | | | | 6219,84 |

Disolvente empleado: Xileno /Varsol 40/60%

# 6. CONCLUSIONES

1. Se diseñó un tratamiento químico a escala de laboratorio, para remover en forma efectiva depósitos orgánicos en la cara de la formación B y C, basado en la selección de condiciones óptimas de tratamiento, aplicable al Campo Colorado.

2. Como resultado de la investigación realizada se concluye que la formulación 1 de la compañía B, es más apta para ser usada en tratamientos químicos tendientes a disolver material orgánico en campo Colorado. Ya que, además de presentar buen poder de disolución, y tensión interfacial, es económicamente más favorable de acuerdo con las concentraciones empleadas.

La composición es:

| FUNCIÓN | UNID | FORMULACION Compañía B |
|---|---|---|
| | | Formulación 1 |
| Disolvente | GPT | 918,0 |
| Surfactante | GPT | 2,0 |
| Solvente Mutual | GPT | 30,0 |
| Dispersante/ Removedor | GPT | 50,0 |

3. Así mismo, los resultados de la formulación 2 de la compañía A mostraron una alta efectividad en la disolución del material orgánico, sin embargo, resulta de mayor costo, y la tensión interfacial se encuentra muy alta respecto al margen establecido en los protocolos del ICP, lo cual no justifica la implementación de esta mezcla.

4. La metodología de investigación propuesta para la remoción de depósitos orgánicos en Campo Colorado tiene amplia aplicabilidad a otros campos que

presenten los mismos problemas de obstrucción de flujo por depósitos orgánicos a nivel de la cara de la formación.

5. Las formulaciones de los tratamientos de la compañía C, presentaron mojabilidad visual al aceite y bajo poder de limpieza de las arenas, debido a ello fueron descartadas del procedimiento de evaluación y selección.

6. Dado que se indica la probabilidad de floculación de asfaltenos si el índice de estabilidad coloidal (IEC) es mayor que 0.9, se considera que los crudos de los pozos Colorado 25 y Colorado 75 tienen problemas de precipitación de asfaltenos; sin embargo, la relación resinas/asfaltenos es alta, sugiriendo que el potencial de floculación es bajo.

7. A través de este trabajo fue posible determinar la composición del material de depósito proveniente del campo Colorado. Este análisis es fundamental por su impacto en la selección del método de control de remoción de precipitados en Colorado, teniendo en cuenta que es la primera vez que se caracteriza el depósito orgánico proveniente de este campo.

8. En la realización del análisis composicional del material orgánico se encontró que el depósito sólido proveniente del pozo colorado 25 (Bloque I) y del pozo Colorado 75 (bloque V) tienen composición similar en cuanto a distribución de números de carbonos, y dentro del rango de clasificación de material orgánico ceroso del crudo, contienen ceras macro cristalinas.

9. Se determinó la presencia de asfaltenos en la muestra del material sólido proveniente de los pozos Colorado. Para el depósito Col 25, la fracción de asfaltenos es de 6,65% en peso y para el depósito Col 75 la fracción de asfaltenos es de 7,35% en peso.

## RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar una corrida de aplicación en pozos Colorado, del fluido óptimo de tratamiento seleccionado en el desarrollo de este proyecto para remoción de depósitos orgánicos, en donde se evalúe la inyección del fluido en el medio poroso, escalado a nivel de fluido de estimulación matricial.

## BIBLIOGRAFÍA


(1) DOBBS, James B. SPE. A Unique Method of Paraffin Control in Production Operations. UNICHEM, A Division of BJ Service Company. 1999.

(2) BURTON, South. WIRRAL, UK. Chromatography in the Petroleum Industry. Journal of Chromatography Library. V. 56. 1995.

(3) SKOOG. Holler. Nieman. Principios de Análisis Instrumental. 5ta Edición. Mc Graw Hill. 2000. P. 731-735. 435-450.

(4) MORRISON, Robert. NEILSON, Robert. Química Orgánica. 5ta Edición. Pearson Educación. 1990.

(5) RODRÍGUEZ, L. CASTAÑEDA, M. Estudio de los Fenómenos de cristalización de Parafinas en el comportamiento Fluido-dinámico de crudos parafínicos. CT&F. 2001.

(6) ISLAS SILVA, Carlos. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. CIPM. Col. Ingenieros de Petróleos de México. Marzo. 1991 México.

(7) RIAZI. M. R. Characterization and properties of Petroleum Fractions. ASTM International. USA. 2005.

(8) CIVAN, Faruk. Reservoir Formation Damage. Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. University of Oklahoma. Houston, Texas. 2000.

(9) FERWORN, Kevin A. HAMMAMI, Ahmed. ELLIS, Herb. Control of wax deposition: an experimental investigation of crystal morphology and an evaluation of various chemical solvents. SPE 37240. February 1997.

(10) ABDALLAH, Wael. BUCKLEY, Jill S. CARNEGIE, Andrew. Et. al. Fundamentos de la Mojabilidad. Schlumberger. Bahrain. 2007.

(11) ORDOÑEZ, A. SUAREZ, H. Et al. Informe avance de Análisis y Estrategias de Producción preliminar para el campo Colorado. El Centro, noviembre de 2003.

(12) ARIZA, E. Determinación del Umbral de Cristalización de Parafinas. UIS. 2008.

(13) KHANNA, S. K. KHAN, S. P. NAUTIYAL, K. M. AGARWAL, M. K. Et al. HNMR Analysis of Asphaltic Materials Present in Some Indian Crude Oils of Gujarat Region. Indian Institute of Petroleum, Dehradun, India. Petroleum Science and Technology, 2006.

(14) API RP 42: "Laboratory Testing of Surface Active Agents for Well Stimulation, Section 1: Emulsion Tests for Characterization of Surface Active Agents in Acid, Brine or Oil. Section 2: Surface Active Agent Evaluation by flow test in cores", American Petroleum Institute, Washington D.C. Second Edition.1977.

(15) CASTRO, M. MACÍAS, A. Estudio del comportamiento de las propiedades Fisicoquímicas y Reológicas de Mezclas de crudos y su relación con la compatibilidad. UIS. 2004.

(16) RODRIGUEZ, R. MEDINA, C. Pruebas con Tensoactivos y Disolventes para eliminar bloqueos causados por precipitación de parafinas en tubería, perforaciones y Cara de la Formación. Ecopetrol. El Centro, Octubre de 1996.

(17) Informe Colorado 2003. Diagnostico y Estrategias de Recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. ECOPETROL S.A.

(18) GARCIA, M. del Carmen. CARBOGNANI, L. OREA, M. URBINA, A. The Influence of alkane class – types on Crude Oil wax crystallization and inhibitors efficiency. Journal of Petroleum Science and Engineering. PDVSA-Intevep Research and Technological Support Center, P.D. Venezuela, November 1999.

(19) MARTOS, Carmen. COTO, Baudilio. ESPADA, Juan J. ROBUSTILLO, María D. Susana Gómez, and PEÑA José L. Determination experimental and characterization of wax fractions precipitated as a function of temperature. Department of Chemical and environmental technology, ESCET, Universidad Rey Juan Carlos. Energy & Fuels 2008.

(20) REYES, Carlos A. JAIMES, Manuel. MEDINA, Carlos. SANTOYO, Gildardo. Diseño y Evaluación en campo de un Tratamiento Químico para remover adecuadamente material orgánico en la cara de la formación. Gerencia Regional del Magdalena Medio. 2004.

(21) BARKER, K.M., SPE. NEWBERRY, M.E., SPE, Y.R. YIN SPE/Baker Petrolite. Et. Al. Disolución de Parafinas en Campo de Petróleo. SPE.February 2001.

(22) CARBOGNANI, L. CONTRERAS, E. GUIMERANS, R. LEÓN, O. PDVSA Intevep, Et. Al. Physicochemical Characterization of Crudes and Solid Deposits as Guideline to Optimize Oil Productions. SPE. Society of Petroleum Engineers Inc. February 2001.

(23) NEWBERRY, M.E. and BARRER, K.M. Formation Damage Prevention through the Control of Paraffin and Asphaltene Deposition. SPE. N. March 1985.

(24) DONG, Lijian. XIE, Huizhuan. ZHANG, Fusheng. Oilfield Chemistry Department of RIPED, CNPC, Beijing, China. Chemical Control Techniques for the Paraffin and Asphaltene Deposition. SPE. Society of Petroleum Engineers Inc. Texas, February. 2001.

(25) GARCÍA, M.C. CARBONGNANI, L. A. URBINA, M. Orea, PDVSA-intevep. Correlación entre la composición del aceite y la actividad de los inhibidores de parafina. Society of Petroleum Engineers. SPE. 1998.

(26) M.E. Newberry and K.M. Barker SPE/Baker Petrolite. Organic Formation Damage Control and Remediation.

(27) An improved Paraffin inhibitor. S.M.Bucaram. Junior member. Sinclair Oil & Gas CO. Tulsa, Okla.

(28) BIAO, Wan and LIJIAN, Dong. Paraffin Characteristics of waxy crude oils in china and the methods of paraffin removal and inhibition. Society of Petroleum Engineers. SPE. November1995.

(29) CHEN, Wuhua, ZHAO, Zongchang, WAN, Lijuan. Thermodinamyc Phase Equilibria of Wax Precipitation in Crude Oils. Science Direct. W. Chen et al.2007.

(30) MENDELL, John L. and JESSEN, F.W. Mechanism of Inhibition of Paraffin Deposition in Crude Oils Systems. American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Inc.

(31) C.W. HAMBERLIN, Welchem Inc, D.C. THOMAS, Welchem Inc.; Combinación de solventes selectos y solventes mutuales exitosos en remoción de hidrocarburos. Society of Petroleum Engineers. SPE 1990.

(32) DÍAZ, H. Y LOZA, J. Parafinas y Asfaltenos: Causas, prevención y soluciones, 1995. UIS. Esc. Ing. Petróleos.

(33) DOBBS James B. Un Único Método de Control de Parafina en Operaciones de Producción. Society of Petroleum Engineers SPE. UNICHEM, A division of BJ Services Company. 1999.

(34) FERWORN Kevin A. HAMMAMI, Ahmed. ELLIS, Herb, Trysol Canada Ltd. Control de depositación de cera: Una investigación experimental de la morfología del cristal y una evaluación de Varios Solventes Químicos. Society of Petroleum Engineers SPE. February 1997.

(35) NAVARRO, L. GROSSO, J. Luis. NAVARRO, Uriel. Obtención, Caracterización y Evaluación de las resinas presentes en el crudo castilla. Bucaramanga, UIS 2004.

(36) NGUYEN Phuong Tung, SPE, and NGUYEN Thi Phuong Phong, IMS Vietnam NCST, and PHUNG Dinh Thuc, SPE, and TONG CANH Son, VietsovPetro. Estudio de los mecanismos de reducción de pour point y viscosidad con el desarrollo de aditivos químicos con el uso de herramientas analíticas avanzadas. Society of Petroleum Engineers SPE.

(37) AHN, K.S.WANG, and P.J. Shuler, SPE. Paraffin Crystal and Deposition Control by Emulsification. California Inst. Of Tecnology; J.L. Creek, Society of Petroleum Engineers SPE, Chevron Texaco Energy Production and Tecnology Co, and Y. Tang, California Inst. Of Tecnology.

(38) T.J. STRAUB, Amoco Production Co.; AUTRY, S.W., U. of Tulsa; and KING, G.E. Amoco Produ-lion Co. SPE Members. An Investigation Into Practical Removal of Thermal Methods and Chemical Solvents. SPE. 1989.

(39) WEINGARTEN, J.S.Arco Oil & Gas Co.,SPE. Métodos para la predicción de la depositación de ceras.

(40) HAMMAMI, Ahmed. DB Robinson Research Ltd. RAINES, Michael. Paraffin Deposition From Crude Oils: Comparison of Laboratory Results to Field Data. Society of Petroleum Engineers. SPE. October 1997.

(41) DOS SANTOS, Paulo. Petrobras/E&P-Bahia. Removal of Nearbore Formation Damage From Paraffin is Better Achieved Using Solvents. Society of Petroleum Engineers SPE. September 1997.

# ANEXOS

## Anexo A. METODOLOGÍA CARACTERIZACIÓN DE ARENAS DE FORMACIÓN MEDIANTE LA TÉCNICA ANALÍTICA DE DIFRACCIÓN DE RAYOS X

El análisis de la técnica de DRX es una técnica No-Destructiva que provee un rápido y exacto análisis mineralógico de tamaño de muestra de menos de cuatro micrones, volumen y contenido de arcillas de roca sedimentaria. Este es realizado por separado analizando las arcillas y los constituyentes de arena de las muestras de roca.

Esta técnica particularmente no es sensible para materiales no cristalinos, tales como silicatos amorfos. [8]

1. **Preparación y Montaje de las muestras.** Las muestras fueron pulverizadas en un mortero de ágata y llevadas a un tamaño de 38 µm (400 mesh). El espécimen seleccionado de cada muestra fue montado en un portamuestra de aluminio mediante la técnica de llenado lateral.

2. **Toma de datos de difracción.** Se realizó en un difractómetro de polvo marca RIGAKU modelo D/MAX IIIB bajo las siguientes condiciones:

Voltaje 40(kV)
Corriente 30(mA)
Rendijas (Slits) DS 1.0°
RS 0.3mm
SS 1.0°
Muestreo 0.02° (2θ)
Rango de Medición 2-70° (2θ)
Radiación CuK α1
Monocromador Grafito
Detector Centelleo
Tipo de barrido a pasos.
Tiempo de muestreo 2 segundos

## 3. Tipo de Análisis

**Análisis Cualitativo.** El análisis cualitativo de las fases presentes en la muestra se realizó mediante comparación del perfil observado con los perfiles de difracción reportados en la base de datos PDF-2 del *International Centre for Diffraction Data* (ICDD).

**Análisis Cuantitativo.** El análisis cuantitativo de las fases encontradas se realizó mediante el refinamiento por el Método de Rietveld del perfil observado habiéndole agregado a la muestra una cantidad conocida de un estándar interno (*Aluminum oxide*, 100mesh, 99%. *Corundum,* α-*phase*. Aldrich No. 23,474-5) correspondiente al 20%.

## Anexo B. TÉCNICAS ANALÍTICAS PARA CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS Y DEPÓSITOS ORGÁNICOS

**Análisis SARA.** Esta prueba, da el porcentaje en peso la cantidad de saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos dentro del crudo. Esta información pretende inferir si el crudo presenta problemas de depositación de parafinas o asfaltenos. Por otra parte los contenidos de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos reflejan el grado de madurez de crudo y la intensidad de procesos de alteración post-expulsión. El análisis SARA es útil para conocer cual o cuales fracciones pueden precipitar como sólidos orgánicos en el yacimiento en el proceso de producción desde fondo a superficie lo cual causa grandes problemas y obstrucción del flujo. La cromatografía líquida está precedida por una precipitación de los asfaltenos y después se aplica la cromatografía a los maltenos o resinas. La separación entre hidrocarburos saturados y aromáticos no plantea ningún problema, debido a su diferente carácter químico.

**Destilación Simulada Por Cromatografía de Gases. Distribución del Número de Carbonos.** El análisis de distribución del número de carbonos cuantifica cada alcano presente en la muestra de material orgánico, cadena lineal, los grupos de alcanos ramificados (iso-alcanos) y alcanos cíclicos ó nafténicos del mismo número de carbono. Este análisis es conocido como la distribución de número de carbono.

Para cada número de Carbono proporciona la medida del área de cada pico de n-alcano predominante, y separadamente totaliza los picos pequeños (iso-alcanos) del mismo número de carbono, previos al n-alcano. El cromatograma permite identificar los componentes presentes mediante la representación de la señal a la que eluyen los componentes, por medio de la posición de los picos en el eje del tiempo de retención [3]. El área entre los picos n-alcanos, es designada como área de iso-alcanos y ciclo-alcanos, ya que los iso-alcanos de un número de carbono

dado, eluyen de la columna antes que los n-alcanos. Sin embargo, a altos pesos moleculares (ceras micro cristalinas), puede ser difícil distinguir el área de los picos n-alcanos, de los iso-alcanos.

Para los cromatogramas de ceras, generalmente los n-alcanos son los picos principales y simétricos, y los iso-alcanos son picos mucho más pequeños, estrechos y asimétricos. La asignación de los datos de porcentaje en peso para una n-parafina determinada de un número de carbonos indefinido está basada en la medida del tiempo de retención del alcano estándar de calibración. El porcentaje en peso de un número de carbono dado corresponde a la suma de los valores del porcentaje de área de los picos entre dos n-alcanos vecinos [9,2]. Los alcanos de alto peso molecular (sobre $C_{40}$), en ceras micro cristalinas tienden a ser insolubles en varios solventes a temperatura ambiente.

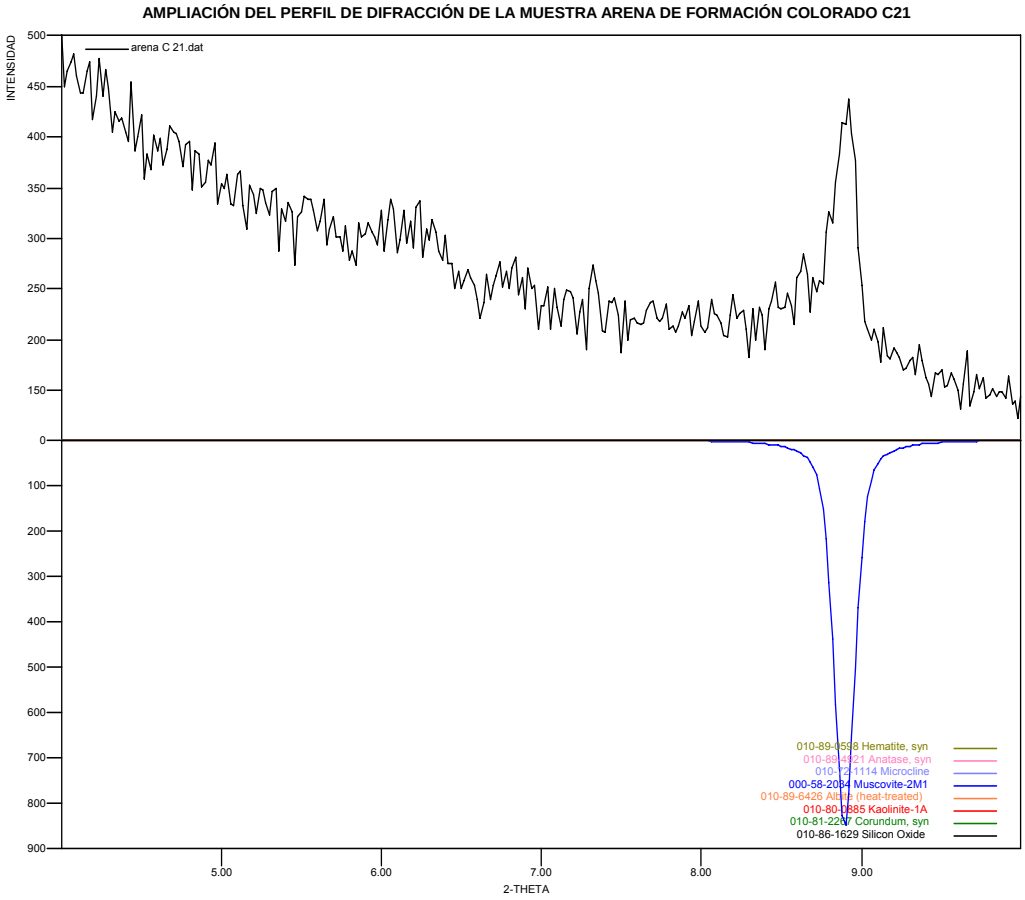
La destilación simulada por cromatografía en fase gaseosa es un método reproducible para analizar un corte de petróleo; es aplicable a fracciones con punto final inferior a 500 ºC y donde el intervalo de ebullición es superior a 50ºC. Los resultados de este ensayo se presentan en forma de una curva de temperatura en función del % destilado en masa, equivalente a una TBP (true boiling point) atmosférica.

El proceso consiste básicamente en diluir la muestra de crudo con “carbón sílfide” y la solución resultante es inyectada a la columna de gas cromatográfico que separa los hidrocarburos en sus puntos de ebullición. La temperatura de la columna se incrementa a una tasa lineal y los datos se van registrando en un cromatograma. Los puntos de ebullición son asignados al eje de tiempo por la comparación de una curva de calibración obtenida bajo las mismas condiciones realizando una mezcla de n parafinas de puntos de ebullición conocido a través de la temperatura igual a 538ºC, la cantidad de la muestra que ebulla sobre los 538 ºC es estimada por los resultados de un segundo análisis.

**Índice de Inestabilidad Coloidal**. En una mezcla de hidrocarburos hay varios componentes, saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. Los asfaltenos siempre están relacionados directamente con las resinas, ya que estas son quienes rodean al asfalteno y evitan que estos se aglomere causando la precipitación y posteriormente la depositación. Por esta razón se dio origen al índice de inestabilidad coloidal el cual es una relación de las fracciones para establecer rangos dentro de los cuales se considera que los asfaltenos se mantengan en solución.

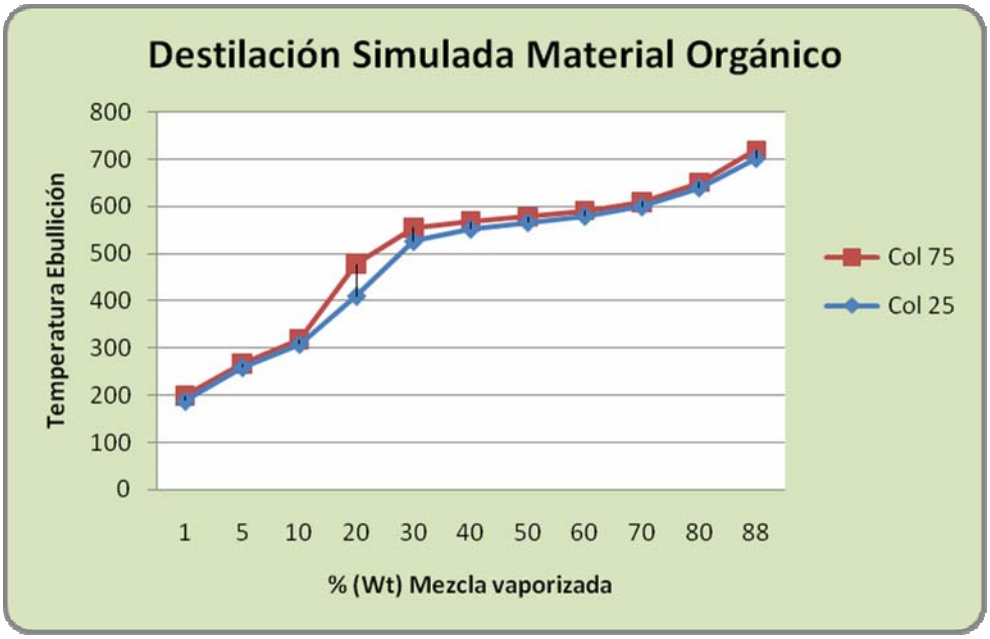
**Espectroscopía de Infrarrojo**. La técnica de análisis Infrarrojo facilita la obtención de información detallada de la naturaleza química y composición de la muestra, por medio de la identificación del pico de absorción para un grupo funcional determinado. La asignación del significado de las bandas de absorción infrarrojo en los espectros para el análisis de crudos está dada por la determinación de los grupos funcionales presentes. Mediante el examen de la región de frecuencias que abarca la radiación comprendida entre los intervalos de número de onda se pueden hacer estimaciones sobre los grupos funcionales presentes ó ausentes en una molécula. [3]

# Anexo C. DIFRACTOGRAMA DE LAS MUESTRAS DE ARENAS C DE FORMACIÓN MUGROSA



## Anexo D. DESTILACIÓN SIMULADA CRUDOS COLORADO

**Puntos de Ebullición y Curvas de Destilación**. Los componentes puros tienen un solo valor de punto de ebullición, sin embargo para mezclas, la temperatura a la cual ocurre la vaporización varía desde el punto de ebullición de los componentes más volátiles a los menos volátiles. Por tanto el punto de ebullición de una mezcla definida (fracción de petróleo) puede estar representada por un número de puntos de ebullición para los componentes de la mezcla respecto a su composición. Para una fracción de petróleo de composición desconocida el punto de ebullición puede estar representado por una curva de temperatura Vs % volumen (o fracción) de mezcla vaporizada. La curva indica la temperatura de vaporización después que una cantidad determinada de mezcla líquida se ha vaporizado basada en cien unidades de volumen. En la Figura anexa se aprecia la curva de destilación del depósito orgánico proveniente de los pozos Colorado25 y Colorado 75.



El punto de ebullición de componentes livianos de una mezcla de petróleo es llamado punto de ebullición inicial (IBP) y el punto de ebullición de los componentes pesados es llamado punto final de ebullición (FBP). La diferencia entre los dos puntos es llamada rango de Ebullición. Para las fracciones de petróleo derivadas del crudo, esos con un intervalo de ebullición más alto contienen más componentes que las fracciones con rangos de ebullición más estrechos. Esto es debido a la continuidad de los componentes hidrocarburos en una fracción. FBP es en efecto la máxima temperatura durante la prueba y su medida es especialmente difícil e inexacta. La curva de punto de ebullición de las fracciones de petróleo provee un sondeo de la composición de materiales y productos relacionados a los procesos de refinación.

**Cromatografía de Gases**. Es un método de separación basado en la volatilidad de los componentes de una mezcla. En un análisis de una mezcla por cromatografía de gas, la mezcla es separada en sus componentes individuales de acuerdo a la atracción relativa de los componentes por una fase móvil y estacionaria, que puede ser sólida ó líquida. Un componente que es más fuertemente atraído a la fase móvil que a la estacionaria es barrida primero con la fase móvil, más rápidamente que un componente que es más fuertemente atraído por la fase estacionaria.

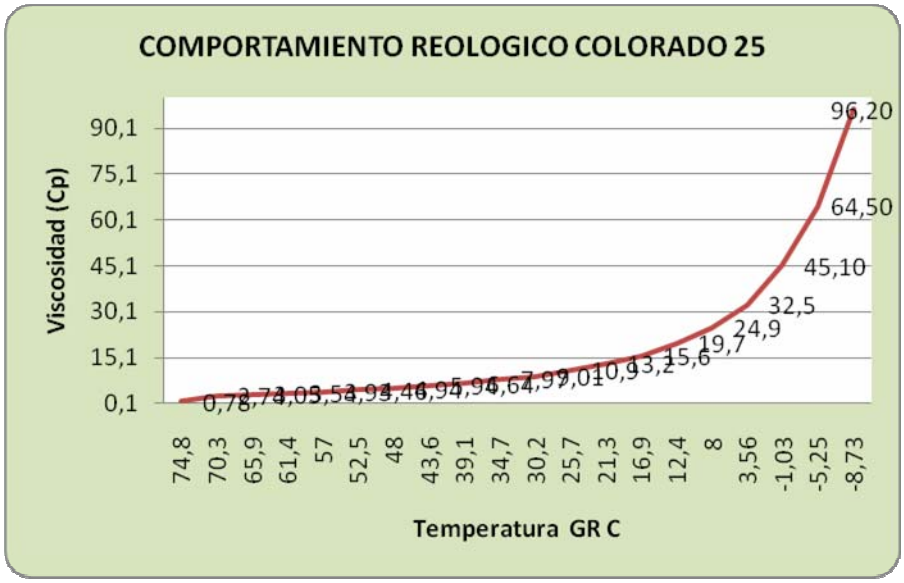
El análisis cuantitativo por cromatografía de Gases es hecho por comparación de los tiempos de retención de los componentes de la muestra (muestra estándar) con los tiempos de retención de los componentes de referencia desarrollados bajo las mismas condiciones experimentales. Componentes con el mismo punto de ebullición y diferente estructura molecular no pueden ser identificados a través del análisis de cromatografía de gases.

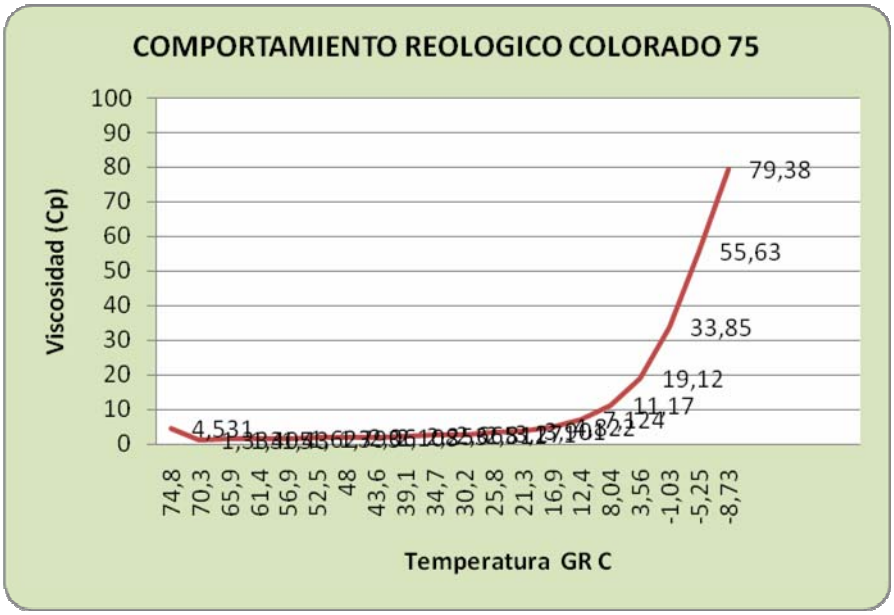
**Análisis del Cromatograma**: Los componentes con altos tiempos de retención, tienen altos puntos de ebullición y pueden ser determinados por comparación del área del pico con picos similares de un componente conocido con punto de

ebullición conocido. En el análisis cuantitativo de una mezcla se puede mostrar que el área bajo un pico componente particular es directamente proporcional a la cantidad total (masa) del componente que alcanza el detector, la cual es proporcional a la concentración (porcentaje en peso) del componente en la muestra inyectada.

## Anexo E. COMPORTAMIENTO REOLÓGICO CRUDOS COLORADO

En la figura siguiente se aprecia el comportamiento reológico de los crudos colorado analizados en el desarrollo del proyecto.



## Anexo F. DESCRIPCIÓN ENSAYOS EMPLEADAS PARA EL DISEÑO DE TRATAMIENTO

**Solubilidad y Compatibilidad**. La prueba de solubilidad se realiza con el fin de determinar si los aditivos del tratamiento son solubles entre sí, ó si por el contrario hay formación de precipitados, turbidez ó dispersión lechosa, lo cual es indicativo de baja solubilidad y baja efectividad de los mismos.

La prueba de Compatibilidad del tratamiento con el agua de formación, (salmuera sintética equivalente) se efectúa para observar el rompimiento de fases. Una vez rota la emulsión, se debe tener en cuenta la formación o ausencia de capas de sólidos o precipitados en la interfase o en alguna de las fases, la posible formación de nuevas fases y el volumen acuoso desprendido. En esta prueba se busca que las fases de la mezcla inicial se definan completamente, ya que la presencia de una tercera fase ó interfase puede generar emulsión y en el escenario de la inyección de fluido en el pozo, precipitados a nivel de los poros de la formación.
El procedimiento de medición de la compatibilidad crudo - tratamiento en el laboratorio se basa en la observación del comportamiento de la mezcla simulando la temperatura del sistema, y la formación de emulsión crudo - tratamiento, en función del tiempo. (Norma API RP-42). La presencia de sólidos o precipitados en la interfase y/o en la fase acuosa, así como su apariencia y eficiencia del rompimiento de la emulsión (separación bien definida de las fases), permiten identificar posibles incompatibilidades. El tiempo transcurrido hasta el rompimiento de la emulsión indica la estabilidad de la emulsión, a mayor tiempo, mayor será la estabilidad de la misma y viceversa.

**Capacidad de Disolución**. Este procedimiento permite determinar la compatibilidad del fluido de evaluación Vs material sólido de depósito. La medición de la compatibilidad entre fluido y material de depósito se basa en la observación

de variaciones físicas presentes con el tratamiento, y en la evaluación de la disolución del material de depósito orgánico con el tratamiento.

**Mojabilidad Visual.** Mojabilidad es la capacidad que tiene un fluido para esparcirse sobre la superficie de una roca. Cuando el ángulo de contacto entre el líquido y la superficie es menor de 90°, el fluido moja la superficie y se llama fluido mojante. Cuando el ángulo es mayor a 90° el fluido es no mojante. Este procedimiento permite determinar la mojabilidad visual de arenas de formación en agua o aceite. Constituye una de las pruebas vitales en la evaluación de los tratamientos empleados en operaciones de producción. La determinación de la mojabilidad visual se basa en la observación de la tendencia de arenas de formación a dispersarse o aglomerarse en medio acuoso o en aceite. Esta tendencia específica de cada arena, puede ser modificada por los tratamientos químicos que se realizan en los pozos.

## Anexo G. FICHAS TÉCNICAS DE LOS PRODUCTOS NALCO y PETROCARIBE EVALUADOS

HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD

NALCO

PRODUCTO

**EC6002A**

PELIGROS CRONICOS PARA LA SALUD HUMANA :
Este producto contiene naftaleno. La Agencia Internacional para la Investigación sobre el Cáncer (IARC) ha evaluado naftaleno y ha determinado que posiblemente es carcinogénico para humanos (Grupo 2B, basado en evidencia suficiente en experimentos con animales, y evidencia inadecuada en humanos).

CUIDADO: Recipientes vacíos pueden contener residuos del producto. No reutilizar los recipientes.

### 4. MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS

CONTACTO CON LOS OJOS :
Enjuague inmediatamente sus ojos con agua durante por lo menos 15 minutos, manteniendo los párpados abiertos. Obtener atención médica inmediata.

CONTACTO CON LA PIEL :
Lavar inmediatamente con abundante jabón y agua. Obtener atención médica.

INGESTIÓN :
No provoque el vómito: contiene destilados de petróleo y/o disolventes aromáticos. Si está consciente, lavar la boca y dar de beber 1 ó 2 vasos de agua. Obtener atención médica.

INHALACIÓN :
Llévelo al aire fresco, reposar, y tratar sintomáticamente. Obtener atención médica.

NOTA PARA EL MÉDICO :
Basado en la reacción individual del paciente, se debe seguir el criterio médico para controlar los síntomas y la situación clínica.

### 5. MEDIDAS PARA COMBATIR EL FUEGO

PUNTO DE INFLAMACIÓN : 67 °F / 19.4 °C ( PMCC )

MEDIOS DE EXTINCIÓN :
Espuma alcohólica, Dióxido de carbono, Espuma, Polvo seco, Otro agente extinguidor apropiado para fuegos de clase B, Para incendios grandes, usar agua en rocío o neblina, mojando completamente el material ardiente. Los recipentes cerrados deben enfriarse con niebla de agua.

AGENTE EXTINGUIDOR NO APROPIADO :
No use agua a menos de que se disponga de grandes cantidades.

RIESGO INUSUAL DE FUEGO Y EXPLOSIÓN :
Líquido inflamable; puede emitir vapores que formen mezclas inflamables a o por encima de su punto de inflamación. Los vapores pueden viajar a una fuente de ignición e inflamarse. Los envases vacíos pueden contener residuos de producto. No poner presión, cortar, calentar, soldar, o exponer los envases vacíos a la llama o a otras fuentes de ignición. Puede emitir óxidos de carbono (COx) en caso de incendio.

EQUIPO PROTECTOR ESPECIAL PARA APAGAR UN INCENDIO :
En caso de fuego, usar aparato de respiración autónoma y traje protector.

| | | |
|---|---|---|
| Metanol | 67-56-1 | 1.0 - 5.0 |

## 3. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS

****DESCRIPCIÓN DE EMERGENCIA****

PELIGROS MAS IMPORTANTES: **ADVERTENCIA**
Inflamable. Causa irritación a los ojos y la piel.
Conservar lejos del calor. Proteger de fuentes de ignición - No fumar. Mantener el recipiente bién cerrado. No poner en los ojos, la piel y la ropa. Evitar la respiración del vapor. Usar con ventilación adecuada. No ingerir. En caso de contacto con los ojos, lávelos inmediatamente con mucha agua y consulte a un médico. Después de un contacto con la piel, lávese inmediatamente con mucha agua y jabón.
Usar indumentaria de protección, guantes y protección para los ojos/cara adecuados.
Líquido inflamable; puede emitir vapores que formen mezclas inflamables a o por encima de su punto de inflamación. Los vapores pueden viajar a una fuente de ignición e inflamarse. Los envases vacíos pueden contener residuos de producto. No poner presión, cortar, calentar, soldar, o exponer los envases vacíos a la llama o a otras fuentes de ignición. Puede emitir óxidos de carbono (COx) en caso de incendio.

VIAS PRIMARIAS DE EXPOSICIÓN :
Ojo, Piel, Inhalación

PELIGROS INMEDIATOS PARA LA SALUD HUMANA :

CONTACTO CON LOS OJOS :
Puede causar una irritación leve.

CONTACTO CON LA PIEL :
Puede causar irritación moderada.

INGESTIÓN :
No es una ruta probable de exposición. Puede causar náusea y vómitos. Puede causar pneumonia si se aspira hacia el interior de los pulmones después de ingerirlo. Puede causar depresión del sistema nervioso central.

INHALACIÓN :
La exposición repetida o prolongada puede irritar el tracto respiratorio.

SÍNTOMAS DE EXPOSICIÓN :
Agudo :
La inhalación de altas concentraciones de disolventes orgánicos puede causar náusea, vértigos, vómitos, estupor o inconsciencia.
Crónico :
El contacto frecuente o prolongado con producto puede desgrasar y secar la piel, lo que conduce a un malestar (irritación) y dermatitis.

AGRAVAMIENTO DE LAS CONDICIONES EXISTENTES :
El contacto con la piel puede empeorar una dermatitis existente.

NALCO

**HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD**

PRODUCTO

**EC9610A**

## h1. IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTO Y DE LA COMPAÑÍA

NOMBRE COMERCIAL DEL PRODUCTO : **EC9610A**

DESCRIPCIÓN QUÍMICA : Glicol Eter

IDENTIFICACIÓN DE LA COMPAÑÍA :
Nalco de Colombia LTDA.
P.O. Box 87
Sugar Land, Texas
77487-0087

**TELEFONO DE EMERGENCIA** :
Argentina: 011-15-5409-6868
Brasil: 0800-161655
Colombia, Bogotá: 288-6012
Colombia, Fuera de Bogotá: 9-800-916012
Chile: 09-605-5057
México SETIQ-ANIQ: 01-800-002-1400 & 01-5-559-1588
Venezuela: 800-62526
Estados Unidos: 708-458-7252 (Inglés solamente)

CLASIFICACIÓN NFPA 704M/HMIS
SALUD : 2 / 2 INFLAMABILIDAD : 2 / 2 REACTIVIDAD : 0 / 0 OTROS :
0 = Insignificante 1 = Leve 2 = Moderado 3 = Alto 4 = Extremo

## 2. COMPOSICIÓN E INFORMACIÓN SOBRE LOS INGREDIENTES

Nuestra evaluación del peligro ha identificado los siguientes ingredientes químicos como peligrosos según OSHA 29 CFR 1910.1200. Consulte la Sección 15 para la naturaleza del peligro(s).

| INGREDIENTES PELIGROSOS | NO. CAS | % PESO |
|---|---|---|
| 2-Butoxietanol | 111-76-2 | 60.0 - 100.0 |

## 3. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS

****DESCRIPCIÓN DE EMERGENCIA****

**ADVERTENCIA**
Combustible. La ingestión, absorción a través de la piel o la inhalación de butoxietanol pueden causar dolores de cabeza, náusea y vómitos. Irritante para los ojos y piel.
No poner en los ojos, la piel y la ropa. No ingerir. Usar con ventilación adecuada. Mantener el recipiente bién cerrado. Conservar lejos del calor. En caso de contacto con los ojos, lávelos inmediatamente con mucha agua y consulte a un médico. Después de un contacto con la piel, lávese inmediatamente con mucha agua.
Usar indumentaria de protección, guantes y protección para los ojos/cara adecuados.
Puede emitir óxidos de carbono (COx) en caso de incendio.

VIAS PRIMARIAS DE EXPOSICIÓN :
Inhalación, Ojo, Piel

PELIGROS INMEDIATOS PARA LA SALUD HUMANA :

CONTACTO CON LOS OJOS :
Puede causar una irritación de moderada a severa.

CONTACTO CON LA PIEL :
Puede causar irritación en caso de contacto prolongado.

INGESTIÓN :
No es una ruta probable de exposición. Cantidades grandes pueden causar daños en el riñón e hígado.

INHALACIÓN :
Los aerosoles o las nieblas del producto pueden irritar el tracto respiratorio superior.

SÍNTOMAS DE EXPOSICIÓN :
Agudo :
La excesiva exposición puede causar efectos en el sistema nervioso central, náusea, vómitos, anestesia u otros efectos narcóticos.
Crónico :
La ingestión, absorción a través de la piel o la inhalación de butoxietanol pueden causar dolores de cabeza, náusea y vómitos.

AGRAVAMIENTO DE LAS CONDICIONES EXISTENTES :
El contacto con la piel puede empeorar una dermatitis existente.

## 4. MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS

CONTACTO CON LOS OJOS :
Enjuague inmediatamente sus ojos con agua durante por lo menos 15 minutos, manteniendo los párpados abiertos. Obtener atención médica.

CONTACTO CON LA PIEL :
Lavar el área afectada con agua. Si los síntomas persisten, llamar a un médico.

INGESTIÓN :
No provocar vómito sin consejo médico. Si está consciente, lavar la boca y dar de beber 1 ó 2 vasos de agua. Si los síntomas persisten, llamar a un médico.

INHALACIÓN :
Llévelo al aire fresco, reposar, y tratar sintomáticamente. Si los síntomas persisten, llamar a un médico.

NOTA PARA EL MÉDICO :
Basado en la reacción individual del paciente, se debe seguir el criterio médico para controlar los síntomas y la situación clínica.

NALCO

PRODUCTO

**EC9541A**

Corrosivo. Puede causar daño al tejido.
No poner en los ojos, la piel y la ropa. No ingerir. Usar con ventilación adecuada. Mantener el recipiente bién cerrado en un lugar bién ventilado. En caso de contacto con los ojos, lávelos inmediatamente con mucha agua y consulte a un médico. Después de un contacto con la piel, lávese inmediatamente con mucha agua. Proteger este producto de la congelación.
Usar una pantalla facial. Utilizar mandil resistente a productos químicos, gafas, guantes y botas de seguridad.
No es inflamable o combustible. Puede emitir óxidos de carbono (COx) en caso de incendio.

VIAS PRIMARIAS DE EXPOSICIÓN :
Ojo, Piel

PELIGROS INMEDIATOS PARA LA SALUD HUMANA :

CONTACTO CON LOS OJOS :
Corrosivo. Causará quemaduras en los ojos y daño permanente en el tejido.

CONTACTO CON LA PIEL :
Puede causar una irritación severa o destrucción del tejido, dependiendo de la duración de la exposición y el tipo de primeros auxilios administrados.

INGESTIÓN :
No es una ruta probable de exposición. Corrosivo, causa quemaduras químicas en la boca, garganta y estómago.

INHALACIÓN :
No es una ruta probable de exposición. Causa irritación en altas concentraciones, a los ojos, nariz, garganta y pulmones.

SÍNTOMAS DE EXPOSICIÓN :
Agudo :
Una revisión de los datos disponibles no identifica síntomas debidos a la exposición previamente no mencionados.
Crónico :
Una revisión de los datos disponibles no identifica síntomas debidos a la exposición previamente no mencionados.

AGRAVAMIENTO DE LAS CONDICIONES EXISTENTES :
Una revisión de los datos disponibles no registra un empeoramiento de las condiciones existentes.

CUIDADO: Recipientes vacíos pueden contener residuos del producto. No reutilizar los recipientes.

## 4. MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS

CONTACTO CON LOS OJOS :
UNA ACCIÓN RÁPIDA ES ESENCIAL EN CASO DE CONTACTO. Enjuague inmediatamente sus ojos con agua durante por lo menos 15 minutos, manteniendo los párpados abiertos. Obtener atención médica inmediata.

CONTACTO CON LA PIEL :
Lavar inmediatamente con mucha agua durante por lo menos 15 minutos. En caso de una gran salpicadura, bañar todo el cuerpo con mucha agua en la regadera. Quitarse la ropa contaminada. Lávese inmediatamente el área

## HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD

NALCO

PRODUCTO

**EC9541A**

## 1. IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTO Y DE LA COMPAÑÍA

| | |
|---|---|
| NOMBRE COMERCIAL DEL PRODUCTO : | **EC9541A** |
| APLICACIÓN : | TENSOACTIVO |
| NOMBRE DE LA MATRIZ: : | Nalco Energy Services, L.P., P.O. Box 87, Sugar Land, Texas, E.U.A., 77487-0087 |
| TELEFONOS DE EMERGENCIA : | Argentina: 011-15-5409-6868<br>Brasil: ABIQUIM/PROQUÍMICA: 0800-118270; Nalco: 0800-161655<br>Colombia, Bogotá: 288-6012<br>Colombia, Fuera de Bogotá: 01 800 09 16012<br>Chile: CITUC (02) 635-3800<br>México SETIQ-ANIQ: 01-800-002-1400 & 01-55-5559-1588<br>Venezuela: 800-62526<br>Estados Unidos: 703-527-3887 (Chemtrec, acepta llamadas por cobrar) |

IDENTIFICACIÓN DE LA COMPAÑÍA :
Nalco Argentina S.R.L., Av. Leandro N. Alem 712, Piso 10° - Capital Federal, Buenos Aires, Argentina, C1001AAP, (54) 11 5166-2566.
Nalco Brasil Ltda, Rod. Indio Tibirica, 3201 - Bairro do Raffo, Suzano, SP, Brasil, 08655-000, (11) 4745-4700.
Nalco Industrial Services Chile Ltda., Avenida Las Esteras Norte 2341, Quilicura, Santiago, Chile.
Nalco de Colombia Ltda., Calle 18 # 35 - 280, Soledad, Atlantico, Colombia, (57) 5 - 3748887 Ext: 110.
Nalco de México S. de R.L. de C.V., Km 52.5 Carretera México-Toluca, Lerma, Edo. México, México, 52000, (728) 285-0522.
Nalco Venezuela S.C.A., Via Buena Vista Km.1, Anaco, Edo. Anzoategui, Venezuela, 6003.

CLASIFICACIÓN NFPA 704M/HMIS

| SALUD : | INFLAMABILIDAD : | REACTIVIDAD : | OTROS : |
|---|---|---|---|
| 3 / 3 | 1 / 1 | 0 / 0 | |

0 = Insignificante 1 = Leve 2 = Moderado 3 = Alto 4 = Extremo

## 2. COMPOSICIÓN E INFORMACIÓN SOBRE LOS INGREDIENTES

Sustancia Preparado X

Nuestra evaluación del peligro ha identificado los siguientes ingredientes químicos como peligrosos según OSHA 29 CFR 1910.1200. Consulte la Sección 15 para la naturaleza del peligro(s).

| INGREDIENTES PELIGROSOS | No. CAS | % PESO |
|---|---|---|
| Alcohol oxialquilado | Patentado | 60.0 - 100.0 |

## 3. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS

****DESCRIPCIÓN DE EMERGENCIA****

PELIGROS MAS IMPORTANTES: **PELIGRO**

PETROCARIBE INGENIERIA LTDA.

# HOJA DE SEGURIDAD DE MATERIALES

## 1. IDENTIFICACION DEL PRODUCTO Y EL FABRICANTE

| | |
|---|---|
| NOMBRE DEL PRODUCTO: | **PET®-55** |
| DESCRIPCION QUIMICA: | Mezcla de surfactantes y alcoholes. |
| USO DEL PRODUCTO: | Surfactante |
| PROVEEDOR: | Petrocaribe Ingeniería |
| DIRECCION: | Calle 73 Via 40-150 Bodega 2 |
| # DE TELEFONO DE EMERGENCIA: | (312) 6694825 |
| PREPARADO POR: | Gerencia Técnica Petrocaribe Ingeniería |
| FECHA: | Febrero 19, 2008 |

**INDICE DE PELIGROSIDAD**

| | |
|---|---|
| SALUD: | 2 |
| INFLAMABILIDAD: | 2 |
| REACTIVIDAD: | 0 |
| CONTACTO: | 1 |

## 2. COMPONENTES PELIGROSOS

| | | |
|---|---|---|
| Surfactantes | > 30% | Irritantes |
| Cosurfactantes | > 50% | Irritantes |

## 3. DATOS SOBRE RIESGOS DE INCENDIO Y EXPLOSION

PUNTO DE IGNICION (METODO):
86°F (Copa cerrada)

MEDIO DE EXTINCION:
Químico seco, espuma, dióxido de carbono o rocío de agua.

CONTROL DE INCENDIO:
Utilizar equipo de respiración autónoma y vestimenta de protección. No dirija un chorro directo de agua o espuma a un recipiente encendido; esto puede causar derrame del producto y propagar el incendio.

DATOS DE EXPLOSION:
Los vapores pueden encenderse con fuentes de ignición del medio circundante.

PRODUCTOS RIESGOSOS DE COMBUSTION:
Monóxido de carbono, dióxido de carbono.

## 4. RIESGOS PARA LA SALUD

INGESTION:
Moderadamente tóxico. Puede causar vómito, mareo, diarrea y dolor de cabeza.

ABSORCION POR LA PIEL:
El contacto frecuente o prolongado puede ocasionar absorciones de cantidades perjudiciales. Los signos y síntomas de toxicidad son similares a los de ingestión. Moderadamente tóxico.

INHALACION:
Las altas concentraciones de vapor pueden causar irritación del sistema respiratorio y se puede experimentar dolor de cabeza, dolor en el pecho, náuseas, tos, mareo y somnolencia.

CONTACTO CON LOS OJOS:
Irritación severa, manifiesta por lagrimeo, enrojecimiento e hinchazón de la conjuntiva.

CARCINOGENICIDAD, EFECTOS REPRODUCTIVOS:
Puede afectar la fertilidad o reproducción según estudios realizados, empleando dosis orales letales.

TERATOGENICIDAD, MUTAGENICIDAD:
No es probable que se den defectos de nacimiento. Las exposiciones no tuvieron efecto en la madre por lo que no deben tener efecto en el feto.

ESTUDIOS DE TOXICIDAD:

| | |
|---|---|
| LD(50) | N.D. |
| LC(50) | N.D. |

## 5. PROCEDIMIENTO DE EMERGENCIA Y PRIMEROS AUXILIOS

| | |
|---|---|
| INGESTION: | Si el afectado está consciente, suministrar dos vasos con agua e inducir el vómito. Llame a un médico. |
| PIEL: | Retirar la ropa contaminada y enjuagar la piel con abundante agua y jabón. Si la irritación persiste, contacte un médico. |
| INHALACION: | Lleve a un lugar con aire fresco. Si hay paro respiratorio de respiración artificial. Consiga atención médica. |
| OJOS: | Lavar inmediatamente con abundante agua por lo menos 15 minutos. No retirar lentes de contacto si el afectado los usa. Obtenga atención médica, preferiblemente de un oftalmólogo. |
| NOTA MÉDICOS: | No existe antídoto específico. El paciente debe recibir tratamiento sintomático y de acuerdo con la condición clínica del mismo. |

## 6. DATOS FISICOS

| | |
|---|---|
| APARIENCIA Y OLOR: | Líquido transparente sin color, olor suave. |
| GRAVEDAD ESPECIFICA: | 0.9 a 20°C |
| SOLUBILIDAD EN AGUA: | Soluble en las concentraciones de uso indicadas en la Ficha Técnica |
| SOLUBIL. EN HIDROCARBUROS: | Soluble en las concentraciones de uso indicadas en la Ficha Técnica |

PETROCARIBE INGENIERIA LTDA.

# HOJA DE SEGURIDAD DE MATERIALES

## 1. IDENTIFICACION DEL PRODUCTO Y EL FABRICANTE

| | |
|---|---|
| NOMBRE DEL PRODUCTO: | **PET®-200** |
| DESCRIPCION QUIMICA: | Mezcla de glicoles y alcoholes. |
| USO DEL PRODUCTO: | Solvente |
| PROVEEDOR: | Petrocaribe Ingeniería |
| DIRECCION: | Calle 73 Via 40-150 Bodega 2 |
| # DE TELEFONO DE EMERGENCIA: | (312) 6694825 |
| PREPARADO POR: | Gerencia Técnica Petrocaribe Ingeniería |
| FECHA: | Febrero 19, 2008 |

**INDICE DE PELIGROSIDAD**

| | |
|---|---|
| SALUD: | 3 |
| INFLAMABILIDAD: | 2 |
| REACTIVIDAD: | 0 |
| CONTACTO: | 2 |

## 2. COMPONENTES PELIGROSOS

| | | |
|---|---|---|
| Glicol Eteres | 80% – 94% | Tóxico, Combustible |
| Alcoholes | 20% - 6% | Ninguno |

## 3. DATOS SOBRE RIESGOS DE INCENDIO Y EXPLOSION

PUNTO DE IGNICION (METODO):
144°F (Copa cerrada)

MEDIO DE EXTINCION:
Químico seco, espuma, dióxido de carbono o rocío de agua.

CONTROL DE INCENDIO:
Utilizar equipo de respiración autónoma y vestimenta de protección. No dirija un chorro directo de agua o espuma a un recipiente encendido; esto puede causar derrame del producto y propagar el incendio.

DATOS DE EXPLOSION:
Los vapores pueden encenderse con fuentes de ignición del medio circundante.

PRODUCTOS RIESGOSOS DE COMBUSTION:
Monóxido de carbono, dióxido de carbono.

## 4. RIESGOS PARA LA SALUD

INGESTION:
Moderadamente tóxico. Puede causar vómito, mareo, diarrea y dolor de cabeza.

ABSORCION POR LA PIEL:
El contacto frecuente o prolongado puede ocasionar absorciones de cantidades perjudiciales. Los signos y síntomas de toxicidad son similares a los de ingestión. Moderadamente tóxico.

INHALACION:
Las altas concentraciones de vapor pueden causar irritación del sistema respiratorio y se puede experimentar dolor de cabeza, dolor en el pecho, náuseas, tos, mareo y somnolencia.

CONTACTO CON LOS OJOS:
Irritación severa, manifiesta por lagrimeo, enrojecimiento e hinchazón de la conjuntiva.

CARCINOGENICIDAD, EFECTOS REPRODUCTIVOS:
Puede afectar la fertilidad o reproducción según estudios realizados, empleando dosis orales letales.

TERATOGENICIDAD, MUTAGENICIDAD:
No es probable que se den defectos de nacimiento. Las exposiciones no tuvieron efecto en la madre por lo que no deben tener efecto en el feto.

ESTUDIOS DE TOXICIDAD:

| | |
|---|---|
| LD(50) | 500 mg/kg (ingestión oral por una rata) |
| LC(50) | 690 ppm/7 hr (inhalación por un ratón) |

## 5. PROCEDIMIENTO DE EMERGENCIA Y PRIMEROS AUXILIOS

| | |
|---|---|
| INGESTION: | Suministrar dos vasos con agua e inducir el vómito. Llame a un médico. |
| PIEL: | Retirar la ropa contaminada y enjuagar la piel con abundante agua y jabón. Si la irritación persiste, contacte un médico. |
| INHALACION: | Lleve a un lugar con aire fresco. Si hay paro respiratorio de respiración artificial. Consiga atención médica. |
| OJOS: | Lavar inmediatamente con abundante agua por lo menos 15 minutos. No retirar lentes de contacto si el afectado los usa. Obtenga atención médica, preferiblemente de un oftalmólogo. |
| NOTA MÉDICOS: | No existe antídoto específico. El paciente debe recibir tratamiento sintomático y de acuerdo con la condición clínica del mismo. |

## 6. DATOS FISICOS

| | |
|---|---|
| APARIENCIA Y OLOR: | Líquido transparente sin color, olor suave. |
| GRAVEDAD ESPECIFICA: | 0.9 a 20°C |
| PUNTO DE EBULLICION: | 340°F (1 atm) |
| SOLUBILIDAD EN AGUA: | Miscible en cualquier proporción |

HALLIBURTON

# HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DE MATERIALES

**Nombre comercial del producto:** MUSOL SOLVENT

**Fecha de Revisión:** 03-ene-08

## 1. PRODUCTO QUÍMICO E IDENTIFICACIÓN DE LA COMPAÑÍA

**Nombre comercial del producto:** MUSOL SOLVENT
**Sinónimos:** Ninguno
**Familia química:** Éter de glicol
**Aplicación:** Disolvente

**Fabricante/Proveedor**
Halliburton Energy Services
P.O. Box 1431
Duncan, Oklahoma 73536-0431
Teléfonos de emergencia: (281) 575-5000

**Preparado por:**
Servicio de cumplimiento de los requisitos sobre productos químicos
Teléfono 1-580-251-4335
e-mail: fdunexchem@halliburton.com

## 2. COMPOSICIÓN/INFORMACIÓN SOBRE LOS INGREDIENTES

| Sustancia | Número del CAS | Porcentaje (%) | Valor umbral límite (ACGIH) | Límite de exposición permisible (OSHA) |
|---|---|---|---|---|
| Eter monobutilico de etilenglicol | 111-76-2 | 60 - 100% | 20 ppm | 50 ppm |

## 3. IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

**Resumen de riesgos**
Puede causar irritación de los ojos, la piel y las vías respiratorias. Puede causar dolor de cabeza, mareo y otros efectos sobre el sistema nervioso central. Puede resultar peligroso si se ingiere. Puede absorberse a través de la piel. Combustible

## 4. PRIMEROS AUXILIOS

**Inhalación**
Si el producto se inhala, traslade la víctima a un sitio bien ventilado. Si ésta no respira, practique respiración artificial, preferentemente boca a boca. Si respira con dificultad, administre oxígeno. Procure atención médica.

**Contacto con la piel**
En caso de contacto, lave inmediatamente la piel con agua y jabón abundantes durante al menos 15 minutos. Procure atención médica. Quítese la ropa contaminada y lávela antes de volver a usarla.

**Ojos**
En caso de contacto o posible contacto lave de inmediato los ojos con un chorro de agua abundante durante al menos 15 minutos y procure atención médica inmediatamente después de lavar.

**Ingestión**
No induzca el vómito. Diluya lentamente con 1-2 vasos de agua o leche y procure atención médica. No administre nada por vía oral a una persona inconsciente.

| | |
|---|---|
| Notas para el personal médico | No se aplica. |

## 5. MEDIDAS DE EXTINCIÓN DE INCENDIOS

| | |
|---|---|
| Intervalo/Temperatura de Ignición (F): | 153 |
| Intervalo/Temperatura de ignición (C): | 67 |
| Método para temperatura de ignición: | DIN 51758 |
| Temperatura de Autoignición (F): | 446 |
| Temperatura de Autoignición (C): | 230 |
| Limites de inflamabilidad en aire - Inferior (%) | 1.1 |
| Limites de inflamabilidad en aire - Superior (%): | 10.6 |

| | |
|---|---|
| Medios para la extinción del fuego | Niebla de agua, dióxido de carbono, espuma, polvo químico seco. |
| Riesgos especiales por exposición | Puede encenderse por calor, chispas o llamas. Utilice agua por aspersión para enfriar las superficies expuestas al fuego. Los recipientes cerrados pueden explotar en el fuego. La descomposición en el fuego puede producir gases tóxicos. |
| Equipo protector especial para bomberos | Los bomberos deben usar traje protector completo y equipo de respiración autónomo. |
| Calificaciones de la Agencia Nacional de Protección de Incendios (NFPA): | Salud 2, Inflamabilidad 2, Reactividad 0 |
| Calificación del sistema de información de materiales peligrosos (HMIS): | Inflamabilidad 2, Reactividad 0, Salud 2 |

## 6. MEDIDAS POR DERRAME ACCIDENTAL

| | |
|---|---|
| Medidas preventivas personales | Use equipo de protección adecuado Use respirador autónomo en áreas cerradas. |
| Medidas de prevención ambiental | Evite que entre en drenajes, vías de agua y áreas bajas. |
| Procedimiento de limpieza/absorción | Aísle el derrame y detenga la fuga donde resulte seguro Contenga el derrame con arena u otro material inerte Recoja con pala y deseche. |

## 7. MANEJO Y ALMACENAMIENTO

| | |
|---|---|
| Precauciones de manejo | Evite el contacto con los ojos, la piel o la ropa. Evite respirar los vapores. Lávese las manos después de usar. Lave la ropa contaminada antes de volver a usarla. |
| Información de almacenamiento | Almacene lejos de los oxidantes. Proteja del calor, las chispas y las llamas abiertas. Mantenga cerrado el recipiente cuando no lo use. |

## 8. CONTROL DE EXPOSICIÓN/PROTECCIÓN PERSONAL

| | |
|---|---|
| Controles Industriales | Utilice en un sitio bien ventilado. Se debe utilizar extracción local en áreas que no tengan buena ventilación cruzada. |
| Protección respiratoria | Respirador para vapores orgánicos. |
| Protección para manos | Guantes de hule impermeables. |
| Protección para la piel | Delantal de hule. |
| Protección para ojos | Visor químico, use también una careta si hubiera riesgos de salpicaduras. |

| | |
|---|---|
| Otras precauciones | Los lavaojos y las regaderas de seguridad deben estar en lugares accesibles. |

## 9. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

| | |
|---|---|
| Estado físico: | Líquido |
| Color: | Púrpura |
| Olor: | Moderado |
| pH: | No determinado |
| Gravedad específica a 20 C (Agua=1): | 0.9 |
| Densidad a 20 C (lb/galón): | 7.51 |
| Densidad a granel a 20 C (lb/ft3): | No determinada |
| Punto/Intervalo de ebullición (F): | 340 |
| Punto/Intervalo de ebullición (C): | 171 |
| Intervalo/punto de congelación (F): | -94 |
| Intervalo/punto de congelación (C): | -70 |
| Presión de vapor a 20 C (mmHg): | 0.76 |
| Densidad del vapor (Aire=1): | 4.1 |
| Porcentaje de compuestos volátiles: | 100 |
| Velocidad de evaporación (acetato de butilo = 1): | 0.06 |
| Solubilidad en agua (g/100ml): | Soluble |
| Solubilidad en disolventes (g/100ml): | No determinada |
| Compuestos orgánicos volátiles (lb/galón): | No determinado |
| Viscosidad dinámica a 20 C (centipoise): | No determinada |
| Viscosidad cinemática a 20 C (centistrokes): | No determinada |
| Constante de reparto: n-octanol/agua: | 0.8 |
| Peso molecular (g/mol): | 118.2 |

## 10. ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD

| | |
|---|---|
| Datos de estabilidad: | Estable |
| Polimerización Peligrosa: | No ocurrirá |
| Condiciones que se deben evitar | Ninguna anticipada. |
| Incompatibilidad (materiales a evitar) | Oxidantes fuertes. Peróxidos. Metales anfóteros como aluminio, magnesio, plomo, estaño o cinc. |
| Productos de descomposición peligrosos | Monóxido y dióxido de carbono. |
| Pautas adicionales | No se aplica |

## 11. INFORMACIÓN TOXICOLÓGICA

| | |
|---|---|
| Principales vías de exposición | Contacto con ojos o piel, inhalación |
| Inhalación | Puede causar irritación respiratoria. Puede causar depresión del sistema nervioso central incluyendo dolor de cabeza, mareo, somnolencia, falta de coordinación, tiempo de reacción más lento, habla balbuceante, vahído y pérdida de conocimiento. Explicación: Úsese si la inhalación puede |
| Contacto con la piel | Puede ser absorbido a través de la piel y causar los síntomas mencionados para la ingestión. Puede causar irritación de la piel |
| Contacto con los ojos | Puede causar irritación en los ojos. |
| Ingestión. | Puede causar dolores abdominales, vómitos, náusea y diarrea Puede producir efectos en el sistema nervioso tales como sensación de debilidad, caminar inseguro y dilatación de los vasos sanguíneos. |

| | |
|---|---|
| **Condiciones médicas agravadas.** | Afecciones de la piel. Dolencias oculares. |
| **Efectos crónicos/carcinógenos** | La exposición prolongada o repetida puede ocasionar daño fetal y efectos testiculares. |
| **Información adicional** | Ninguno conocido. |

**Pruebas de toxicidad**

| | |
|---|---|
| **Toxicidad oral:** | DL50: 1480 mg/kg (ratas) |
| **Toxicidad dérmica:** | DL50: 400-500 mg/kg (conejos) |
| **Toxicidad por inhalación:** | CL50: 2250 mg/l (ratas) |
| **Efecto primario de irritación:** | No determinado |
| **Carácter cancerígeno:** | No determinada |
| **Genotoxicidad:** | No determinada |
| **Toxicidad reproductiva y del desarrollo** | No determinada |

## 12. INFORMACIÓN ECOLÓGICA

| | |
|---|---|
| **Movilidad (Agua/Suelo/Aire)** | No determinada |
| **Persistencia/carácter degradable** | Lentamente biodegradable |
| **Acumulación en sistemas biológicos** | No determinada |

### Información eco-toxicológica

| | |
|---|---|
| **Toxicidad aguda en peces:** | No determinada |
| **Toxicidad aguda en crustáceos:** | EC50: 1875 mg/l (Daphnia magna) |
| **Toxicidad aguda en algas:** | EC50: > 500 mg/l (Scenedesmus subspicatus) |
| **Información del destino químico:** | No determinado |
| **Información adicional:** | No se aplica |

## 13. CONSIDERACIONES DE DESECHO

| | |
|---|---|
| **Método de desecho** | La eliminación de residuos se hará según las reglamentaciones locales, estatales y federales. |
| **Embalaje contaminado** | Siga todos los reglamentos nacionales o locales aplicables. |

## 14. INFORMACIÓN DE TRANSPORTE

### Transporte Terrestre

**Departamento de transporte (DOT)**
Sin restricciones

HALLIBURTON

# HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DE MATERIALES

**Nombre comercial del producto:** **HYFLO IV SURFACTANT**

Fecha de Revisión: 02-ene-07

## 1. PRODUCTO QUÍMICO E IDENTIFICACIÓN DE LA COMPAÑÍA

**Nombre comercial del producto:** HYFLO IV SURFACTANT
**Sinónimos:** Ninguno
**Familia química:** Mezcla
**Aplicación:** Agente tensoactivo

**Fabricante/Proveedor**
Halliburton Energy Services
P.O. Box 1431
Duncan, Oklahoma 73536-0431
Teléfonos de emergencia: (281) 575-5000

**Preparado por:**
Servicio de cumplimiento de los requisitos sobre productos químicos
Teléfono 1-580-251-4335

## 2. COMPOSICIÓN/INFORMACIÓN SOBRE LOS INGREDIENTES

| Sustancia | Número del CAS | Porcentaje (%) | Valor umbral límite (ACGIH) | Límite de exposición permisible (OSHA) |
|---|---|---|---|---|
| Alquilhexanol | | 5-10 | No se aplica | No se aplica |
| Isooctanol | 26952-21-6 | 5 - 10% | 50 ppm | No se aplica |
| Naftaleno | 91-20-3 | 5-10 | 10 ppm | 10 ppm |
| Nafta de petroleo aromatico pesado | 64742-94-5 | 30 - 60% | 5 mg/m$^3$ | 5 mg/m$^3$ |

## 3. IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

**Resumen de riesgos**
Puede causar irritación de los ojos y la piel. Puede causar dolor de cabeza, mareo y otros efectos sobre el sistema nervioso central. Puede resultar peligroso si se ingiere. Combustible

## 4. PRIMEROS AUXILIOS

**Inhalación**
Si el producto se inhala, traslade la víctima a un sitio bien ventilado. Si ésta no respira, practique respiración artificial, preferentemente boca a boca. Si respira con dificultad, administre oxígeno. Procure atención médica.

**Contacto con la piel**
En caso de contacto, lave inmediatamente la piel con agua y jabón abundantes durante al menos 15 minutos. Procure atención médica. Quítese la ropa contaminada y lávela antes de volver a usarla.

**Ojos**
En caso de contacto o posible contacto lave de inmediato los ojos con un chorro de agua abundante durante al menos 15 minutos y procure atención médica inmediatamente después de lavar.

| | |
|---|---|
| Ingestión | ¡Procure atención médica! Si vomita mantenga la cabeza más baja que la cadera para evitar la aspiración. |
| Notas para el personal médico | No se aplica. |

## 5. MEDIDAS DE EXTINCIÓN DE INCENDIOS

| | |
|---|---|
| Intervalo/Temperatura de Ignición (F): | 128 |
| Intervalo/Temperatura de ignición (C): | 53 |
| Método para temperatura de ignición: | No determinado |
| Temperatura de Autoignición (F): | No determinada |
| Temperatura de Autoignición (C): | No determinada |
| Limites de inflamabilidad en aire - Inferior (%) | No determinado |
| Limites de inflamabilidad en aire - Superior (%): | No determinado |

| | |
|---|---|
| Medios para la extinción del fuego | Niebla de agua, dióxido de carbono, espuma, polvo químico seco. |
| Riesgos especiales por exposición | Utilice agua por aspersión para enfriar las superficies expuestas al fuego. La descomposición en el fuego puede producir gases tóxicos. |
| Equipo protector especial para bomberos | Los bomberos deben usar traje protector completo y equipo de respiración autónomo. |
| Calificaciones de la Agencia Nacional de Protección de Incendios (NFPA): | Salud 2, Inflamabilidad 2, Reactividad 0 |
| Calificación del sistema de información de materiales peligrosos (HMIS): | Inflamabilidad 2, Reactividad 0, Salud 2 |

## 6. MEDIDAS POR DERRAME ACCIDENTAL

| | |
|---|---|
| Medidas preventivas personales | Use equipo de protección adecuado Use respirador autónomo en áreas cerradas. |
| Medidas de prevención ambiental | Evite que entre en drenajes, vías de agua y áreas bajas. |
| Procedimiento de limpieza/absorción | Aísle el derrame y detenga la fuga donde resulte seguro Elimine las fuentes de ignición y trabaje con herramientas que no produzcan chispas. Contenga el derrame con arena u otro material inerte Recoja con pala y deseche. |

## 7. MANEJO Y ALMACENAMIENTO

| | |
|---|---|
| Precauciones de manejo | Evite el contacto con los ojos, la piel o la ropa. Evite respirar los vapores. Lávese las manos después de usar. Lave la ropa contaminada antes de volver a usarla. |
| Información de almacenamiento | Almacene lejos de los oxidantes. Almacene en un área fresca y bien ventilada. Mantenga cerrado el recipiente cuando no lo use. El producto tiene una vida de almacenamiento de 24 meses. |

## 8. CONTROL DE EXPOSICIÓN/PROTECCIÓN PERSONAL

| | |
|---|---|
| Controles Industriales | Utilice en un sitio bien ventilado. Se debe utilizar extracción local en áreas que no tengan buena ventilación cruzada. |
| Protección respiratoria | Respirador para vapores orgánicos. |
| Protección para manos | Guantes de hule impermeables. |
| Protección para la piel | Delantal de hule. |

| | |
|---|---|
| Protección para ojos | Visor químico, use también una careta si hubiera riesgos de salpicaduras. |
| Otras precauciones | Los lavaojos y las regaderas de seguridad deben estar en lugares accesibles. |

## 9. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

| | |
|---|---|
| Estado físico: | Líquido |
| Color: | Ámbar de transparente a ligeramente nebuloso |
| Olor: | A hidrocarburo |
| pH: | 6.8 |
| Gravedad específica a 20 C (Agua=1): | 0.91 |
| Densidad a 20 C (lb/galón): | 7.60 |
| Densidad a granel a 20 C (lb/ft3): | No determinada |
| Punto/Intervalo de ebullición (F): | No determinado |
| Punto/Intervalo de ebullición (C): | No determinado |
| Intervalo/punto de congelación (F): | No determinado |
| Intervalo/punto de congelación (C): | No determinado |
| Presión de vapor a 20 C (mmHg): | 20.3 |
| Densidad del vapor (Aire=1): | No determinada |
| Porcentaje de compuestos volátiles: | 37.87 |
| Velocidad de evaporación (acetato de butilo = 1): | No determinada. |
| Solubilidad en agua (g/100ml): | Se dispersa |
| Solubilidad en disolventes (g/100ml): | No determinada |
| Compuestos orgánicos volátiles (lb/galón): | No determinado |
| Viscosidad dinámica a 20 C (centipoise): | No determinada |
| Viscosidad cinemática a 20 C (centistrokes): | No determinada |
| Constante de reparto: n-octanol/agua: | No determinado |
| Peso molecular (g/mol): | No determinado |

## 10. ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD

| | |
|---|---|
| Datos de estabilidad: | Estable |
| Polimerización Peligrosa: | No ocurrirá |
| Condiciones que se deben evitar | Ninguna anticipada. |
| Incompatibilidad (materiales a evitar) | Oxidantes fuertes. |
| Productos de descomposición peligrosos | Óxidos de azufre. Monóxido y dióxido de carbono. |
| Pautas adicionales | No se aplica |

## 11. INFORMACIÓN TOXICOLÓGICA

| | |
|---|---|
| Principales vías de exposición | Contacto con ojos o piel, inhalación |
| Inhalación | Puede causar irritación respiratoria. Este material es anestésico. Puede causar depresión del sistema nervioso central incluyendo dolor de cabeza, mareo, somnolencia, falta de coordinación, tiempo de reacción más lento, habla balbuceante, vahído y pérdida de conocimiento. Explicación: Úsese si la inhalación puede |
| Contacto con la piel | Puede causar irritación de la piel |
| Contacto con los ojos | Puede producir irritación ocular moderada. |

| | |
|---|---|
| Ingestión. | Irritación de la boca, la garganta, y el estómago. Puede causar dolores abdominales, vómitos, náusea y diarrea La aspiración en los pulmones puede causar neumonitis química con tos, dificultades para respirar, jadeo, tos con sangre y neumonía que puede resultar fatal Explicación: Use cuando la ingestión ocasione una absorción sistémica que causa neumonitis por |
| Condiciones médicas agravadas. | Afecciones de la piel. Dolencias oculares. |
| Efectos crónicos/carcinógenos | La sobre exposición repetida puede ocasionar efectos en el hígado y los riñones. |
| Información adicional | Ninguno conocido. |
| Pruebas de toxicidad | |
| Toxicidad oral: | No determinada |
| Toxicidad dérmica: | No determinada. |
| Toxicidad por inhalación: | No determinada |
| Efecto primario de irritación: | No determinado |
| Carácter cancerígeno: | No determinada |
| Genotoxicidad: | No determinada |
| Toxicidad reproductiva y del desarrollo | No determinada |

## 12. INFORMACIÓN ECOLÓGICA

| | |
|---|---|
| Movilidad (Agua/Suelo/Aire) | No determinada |
| Persistencia/carácter degradable | Lentamente biodegradable |
| Acumulación en sistemas biológicos | No determinada |

### Información eco-toxicológica

| | |
|---|---|
| Toxicidad aguda en peces: | No determinada |
| Toxicidad aguda en crustáceos: | TLM96: 3300 ppm (*Crangon crangon*) |
| Toxicidad aguda en algas: | No determinada |
| Información del destino químico: | No determinado |
| Información adicional: | No se aplica |

## 13. CONSIDERACIONES DE DESECHO

| | |
|---|---|
| Método de desecho | La eliminación de residuos se hará según las reglamentaciones locales, estatales y federales. |
| Embalaje contaminado | Siga todos los reglamentos nacionales o locales aplicables. |

## 14. INFORMACIÓN DE TRANSPORTE

### Transporte Terrestre

Departamento de transporte (DOT)

HALLIBURTON

# HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DE MATERIALES

**Nombre comercial del producto:** PARACHEK 160 PARAFFIN INHIBITOR

**Fecha de Revisión:** 05-ene-06

## 1. PRODUCTO QUÍMICO E IDENTIFICACIÓN DE LA COMPAÑÍA

**Nombre comercial del producto:** PARACHEK 160 PARAFFIN INHIBITOR
**Sinónimos:** Ninguno
**Familia química:** Hidrocarburo orgánico
**Aplicación:** Inhibidor de parafina

**Fabricante/Proveedor**
Halliburton Energy Services
P.O. Box 1431
Duncan, Oklahoma 73536-0431
Teléfonos de emergencia: (281) 575-5000

**Preparado por:**
Servicio de cumplimiento de los requisitos sobre productos químicos
Teléfono 1-580-251-4335

## 2. COMPOSICIÓN/INFORMACIÓN SOBRE LOS INGREDIENTES

| Sustancia | Número del CAS | Porcentaje (%) | Valor umbral límite (ACGIH) | Límite de exposición permisible (OSHA) |
|---|---|---|---|---|
| Xileno | 1330-20-7 | 1 - 5% | 100 ppm | 100 ppm |
| 1,2,4-Trimetilbenceno | 95-63-6 | 1 - 5% | 25 ppm | No se aplica |
| Naftaleno | 91-20-3 | 5 - 10% | 10 ppm | 10 ppm |
| Nafta de petroleo aromatico pesado | 64742-94-5 | 30 - 60% | 5 mg/m$^3$ | 5 mg/m$^3$ |

## 3. IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

**Resumen de riesgos**
Puede causar irritación de los ojos, la piel y las vías respiratorias. Puede causar dolor de cabeza, mareo y otros efectos sobre el sistema nervioso central. Puede absorberse a través de la piel. Puede resultar peligroso si se ingiere. Cancerígeno potencial. Combustible

## 4. PRIMEROS AUXILIOS

**Inhalación**
Si el producto se inhala, traslade la víctima a un sitio bien ventilado. Si ésta no respira, practique respiración artificial, preferentemente boca a boca. Si respira con dificultad, administre oxígeno. Procure atención médica.

**Contacto con la piel**
En caso de contacto, lave inmediatamente la piel con agua y jabón abundantes durante al menos 15 minutos. Procure atención médica. Quítese la ropa contaminada y lávela antes de volver a usarla.

**Ojos**
En caso de contacto o posible contacto lave de inmediato los ojos con un chorro de agua abundante durante al menos 15 minutos y procure atención médica inmediatamente después de lavar.

| | |
|---|---|
| **Ingestión** | ¡Procure atención médica! Si vomita mantenga la cabeza más baja que la cadera para evitar la aspiración. |
| **Notas para el personal médico** | No se aplica. |

## 5. MEDIDAS DE EXTINCIÓN DE INCENDIOS

| | |
|---|---|
| **Intervalo/Temperatura de Ignición (F):** | 144 |
| **Intervalo/Temperatura de ignición (C):** | 62 |
| **Método para temperatura de ignición:** | TCC |
| **Temperatura de Autoignición (F):** | No determinada |
| **Temperatura de Autoignición (C):** | No determinada |
| **Limites de inflamabilidad en aire - Inferior (%)** | No determinado |
| **Limites de inflamabilidad en aire - Superior (%):** | No determinado |

| | |
|---|---|
| **Medios para la extinción del fuego** | Niebla de agua, dióxido de carbono, espuma, polvo químico seco. |
| **Riesgos especiales por exposición** | Utilice agua por aspersión para enfriar las superficies expuestas al fuego. Los recipientes cerrados pueden explotar en el fuego. Evite rociar agua directamente en los recipientes de almacenamiento para que no se derramen. La descomposición en el fuego puede producir gases tóxicos. |
| **Equipo protector especial para bomberos** | Los bomberos deben usar traje protector completo y equipo de respiración autónomo. |
| **Calificaciones de la Agencia Nacional de Protección de Incendios (NFPA):** | Salud 2, Inflamabilidad 2, Reactividad 0 |
| **Calificación del sistema de información de materiales peligrosos (HMIS):** | Inflamabilidad 2, Reactividad 0, Salud 2 |

## 6. MEDIDAS POR DERRAME ACCIDENTAL

| | |
|---|---|
| **Medidas preventivas personales** | Use equipo de protección adecuado Use respirador autónomo en áreas cerradas. |
| **Medidas de prevención ambiental** | Evite que entre en drenajes, vías de agua y áreas bajas. |
| **Procedimiento de limpieza/absorción** | Aísle el derrame y detenga la fuga donde resulte seguro Contenga el derrame con arena u otro material inerte Recoja con pala y deseche. |

## 7. MANEJO Y ALMACENAMIENTO

| | |
|---|---|
| **Precauciones de manejo** | Evite el contacto con los ojos, la piel o la ropa. Evite respirar los vapores. Lávese las manos después de usar. Lave la ropa contaminada antes de volver a usarla. |
| **Información de almacenamiento** | Almacene lejos de los oxidantes. Proteja del calor, las chispas y las llamas abiertas. Mantenga cerrado el recipiente cuando no lo use. |

## 8. CONTROL DE EXPOSICIÓN/PROTECCIÓN PERSONAL

| | |
|---|---|
| **Controles Industriales** | Utilice en un sitio bien ventilado. Se debe utilizar extracción local en áreas que no tengan buena ventilación cruzada. |
| **Protección respiratoria** | Respirador para vapores orgánicos. |
| **Protección para manos** | Guantes de hule impermeables. |

| | |
|---|---|
| **Protección para la piel** | Delantal de hule. |
| **Protección para ojos** | Visor químico, use también una careta si hubiera riesgos de salpicaduras. |
| **Otras precauciones** | Los lavaojos y las regaderas de seguridad deben estar en lugares accesibles. |

## 9. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

| | |
|---|---|
| **Estado físico:** | Líquido |
| **Color:** | De transparente incoloro a amarillo pálido |
| **Olor:** | A hidrocarburo |
| **pH:** | No determinado |
| **Gravedad específica a 20 C (Agua=1):** | 0.9 |
| **Densidad a 20 C (lb/galón):** | 7.50 |
| **Densidad a granel a 20 C (lb/ft3):** | No determinada |
| **Punto/Intervalo de ebullición (F):** | 268 |
| **Punto/Intervalo de ebullición (C):** | 131 |
| **Intervalo/punto de congelación (F):** | No determinado |
| **Intervalo/punto de congelación (C):** | No determinado |
| **Presión de vapor a 20 C (mmHg):** | 33.97 |
| **Densidad del vapor (Aire=1):** | No determinada |
| **Porcentaje de compuestos volátiles:** | No determinado |
| **Velocidad de evaporación (acetato de butilo = 1):** | No determinada. |
| **Solubilidad en agua (g/100ml):** | Insoluble |
| **Solubilidad en disolventes (g/100ml):** | No determinada |
| **Compuestos orgánicos volátiles (lb/galón):** | No determinado |
| **Viscosidad dinámica a 20 C (centipoise):** | No determinada |
| **Viscosidad cinemática a 20 C (centistrokes):** | No determinada |
| **Constante de reparto: n-octanol/agua:** | No determinado |
| **Peso molecular (g/mol):** | No determinado |

## 10. ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD

| | |
|---|---|
| **Datos de estabilidad:** | Estable |
| **Polimerización Peligrosa:** | No ocurrirá |
| **Condiciones que se deben evitar** | Ninguna anticipada. |
| **Incompatibilidad (materiales a evitar)** | Oxidantes fuertes. |
| **Productos de descomposición peligrosos** | Monóxido y dióxido de carbono. |
| **Pautas adicionales** | No se aplica |

## 11. INFORMACIÓN TOXICOLÓGICA

| | |
|---|---|
| **Principales vías de exposición** | Contacto con ojos o piel, inhalación |
| **Inhalación** | Puede causar irritación respiratoria. Este material es anestésico. Puede causar depresión del sistema nervioso central incluyendo dolor de cabeza, mareo, somnolencia, falta de coordinación, tiempo de reacción más lento, habla balbuceante, vahído y pérdida de conocimiento. Explicación: Úsese si la inhalación puede |
| **Contacto con la piel** | Puede causar irritación de la piel Irritación moderada de la piel (después de un contacto prolongado o repetido): signos/síntomas puede ocurrir enrojecimiento, hinchazón, comezón y resequedad.Explicación: Use cuando el contacto directo con la piel ocasione una irritación moderada de la |

| | |
|---|---|
| **Contacto con los ojos** | Puede causar irritación en los ojos. |
| **Ingestión.** | La aspiración en los pulmones puede causar neumonitis química con tos, dificultades para respirar, jadeo, tos con sangre y neumonía que puede resultar fatal Explicación: Use cuando la ingestión ocasione una absorción sistémica que causa neumonitis por Puede causar depresión en el sistema nervioso central incluyendo dolor de cabeza, mareo, somnolencia, debilidad muscular, falta de coordinación, tiempo de reacción más lento, visión borrosa por la fatiga, habla balbuceante, vahído, temblores y convulsione |
| **Condiciones médicas agravadas.** | Afecciones de la piel. Afecciones del sistema nervioso central. |
| **Efectos crónicos/carcinógenos** | La sobre exposición repetida puede ocasionar efectos en el hígado y los riñones. Este producto contiene cantidades significativas de hidrocarburos aromáticos polinucleares (APN). Se ha demostrado que algunos APN causan cáncer de piel en animales de laboratorio y también pueden causar cáncer en los pulmones y otros lugares. Contiene destilados de petróleo y se ha demostrado que producen cáncer de piel en animales de laboratorio. |
| **Información adicional** | Ninguno conocido. |

**Pruebas de toxicidad**

| | |
|---|---|
| **Toxicidad oral:** | No determinada |
| **Toxicidad dérmica:** | No determinada. |
| **Toxicidad por inhalación:** | No determinada |
| **Efecto primario de irritación:** | No determinado |
| **Carácter cancerígeno:** | No determinada |
| **Genotoxicidad:** | No determinada |
| **Toxicidad reproductiva y del desarrollo** | No determinada |

## 12. INFORMACIÓN ECOLÓGICA

| | |
|---|---|
| **Movilidad (Agua/Suelo/Aire)** | No determinada |
| **Persistencia/carácter degradable** | Lentamente biodegradable |
| **Acumulación en sistemas biológicos** | No determinada |

### Información eco-toxicológica

| | |
|---|---|
| **Toxicidad aguda en peces:** | No determinada |
| **Toxicidad aguda en crustáceos:** | No determinada |
| **Toxicidad aguda en algas:** | No determinada |
| **Información del destino químico:** | No determinado |
| **Información adicional:** | No se aplica |

## 13. CONSIDERACIONES DE DESECHO