

**TRATAMIENTO QUÍMICO A NIVEL DE LABORATORIO PARA REMOCIÓN DE
ASFALTENOS EN EL CAMPO COLORADO**

**DAVID ALFONSO DÍAZ ARCIA
RICARDO JOSÉ CANCHANO MORENO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
PREGRADO EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA-SANTANDER**

2013

**TRATAMIENTO QUÍMICO A NIVEL DE LABORATORIO PARA REMOCIÓN DE
ASFALTENOS EN EL CAMPO COLORADO**

DAVID ALFONSO DÍAZ ARCIA

RICARDO JOSÉ CANCHANO MORENO

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título en
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

Director:

MSc. EMILIANO ARIZA LEÓN

Co-Director

MSc. LUIS FELIPE CARRILLO MORENO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
PREGRADO EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA-SANTANDER**

2013

DEDICATORIAS

A mis Padres, Luis Eduardo y Dary Luz, por su apoyo incondicional, consejos, sus valores y sobre todo su amor, que me han permitido ser una persona de bien y seguir adelante con todas mis metas.

A mi Abuelita Beatriz, por su amor, cariño y apoyo en cada momento.

A mis Hermanos y Hermanas Ana, Pedro, Mirna, Oscar, Luis, Ángel, Luisa, y Patricia, por ser mis ejemplos y de los cuales aprendí a cada momento.

David Alfonso Díaz Arcia

DEDICATORIAS

Este gran triunfo se lo quiero dedicar en primer lugar a Dios por brindarme en todo momento su luz y no dejarme caer en los momentos difíciles.

A mi Tía Piedad Mercedes por su apoyo incondicional en todo momento por sus enseñanzas, su confianza y sobre todo su amor y cariño.

A mi Abuelita Aida María por enseñarme a ser una persona de bien, motivarme a salir a adelante y sobre todo brindarme su cariño y compañía.

A mi Madre Delcira Mirett por su constante apoyo, por brindarme su cariño y confianza en todo momento.

A mis Hermanos Neil, Roxana, y Daniel quienes son el motor de mi vida y me motivan cada día a seguir luchando por mis sueños.

A mis amigos recurrentes, los jóvenes Juan, Ángel y José David, a mi amiga Jhoana por estar siempre aconsejándome y al psicólogo de moda Samir cure.

Ricardo José Canchano Moreno

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más grandes agradecimientos a:

- Al *MSc. Emiliano Ariza León*, Director de Proyecto, por su importante guía, apoyo, consejos y acompañamiento a lo largo de todo el proceso de desarrollo del proyecto.
- Al *MSc. Luis Felipe Carrillo Moreno*, Codirector de Proyecto, por su ayuda y guía en el desarrollo de nuestro proyecto de grado.
- Al *Grupo de Investigación Modelamiento en Procesos Hidrocarburos*, por ser un espacio para el desarrollo de profesionales y a sus Líderes, la Ingeniera Olga Patricia Ortiz Cancino y al Ingeniero Fernando Enrique Calvete Gonzalez, por sus valiosos y oportunos consejos y su orientación para la elaboración de nuestro proyecto de grado.
- A la *Universidad Industrial de Santander*, A la *Escuela de Ingeniería de Petróleos* por ser un espacio para nuestra formación académica, personal y profesional.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	23
1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	25
1.1 ASFALTENOS	25
1.2 RESINAS	27
1.3 AGREGACIÓN Y DEPOSICIÓN DE ASFALTENOS	27
1.4 FACTORES QUE PRODUCEN LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS	30
1.4.1 Factores Termodinámicos	30
1.4.1.1 Efecto de la Presión	30
1.4.1.2 Efecto de la Temperatura	31
1.4.2 Factores Químicos	31
1.4.3 Factores Eléctricos	33
1.4.4 Factores Mecánicos	33
1.4.5 Otros Factores	33
1.5 PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA DEPOSICIÓN DE ASFALTENOS	34
1.5.1 Taponamiento del yacimiento en la vecindad del pozo	34
1.5.2 Taponamiento de pozo y de la tubería de producción	35
1.5.3 Taponamiento de líneas de flujo y demás equipos de superficie	35
1.5.4 Formación de emulsiones estables	35

1.5.5	Cambios en la mojabilidad de la roca	36
1.6	MÉTODOS DE REMOCIÓN DE ASFALTENOS	36
1.6.1	Tratamientos Mecánicos	37
1.6.2	Tratamientos Químicos	38
1.6.2.1	Aplicación de Productos Químicos	38
1.6.3	Tratamientos Térmicos	40
1.7	ANTECEDENTES DEL TRATAMIENTO QUÍMICO PARA LA REMOCIÓN DE ASFALTENOS	41
2.	GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO	46
2.1	UBICACIÓN GEOGRÁFICA	46
2.2	DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA	47
2.3	RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO COLORADO	48
2.4	ESTADO MECÁNICO	49
2.5	ACTUALIDAD EN CAMPO COLORADO	50
2.6	PROBLEMAS DE DEPOSICIÓN ORGÁNICA EN CAMPO COLORADO	50
3.	METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO EXPERIMENTAL	53
3.1	SELECCIÓN DE POZO CANDIDATO A MUESTREO	54
3.1.1	Datos básicos del pozo Colorado 40	56
3.1.2	Toma de muestras base de estudio	59
3.1.3	Características fisicoquímica del crudo	59
3.1.3.1	Análisis SARA	59
3.1.3.2	Separación de asfaltenos a partir del petróleo crudo	59

3.1.4	Análisis composicional del material orgánico sólido	60
3.1.5	Análisis Composicional del agua de producción	60
3.2	DISEÑO DEL TRATAMIENTO QUÍMICO	61
3.2.1	Evaluación del tratamiento químico	63
3.3	PRUEBAS PARA EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO	64
3.3.1	Pruebas para evaluación de interacciones fluido-fluido	65
3.3.1.1	Solubilidad y Compatibilidad	65
3.3.2	Pruebas de compatibilidad sólidos orgánicos-tratamiento químico	65
3.3.3	Pruebas de compatibilidad formación productora-tratamiento químico	65
3.3.3.1	Prueba de Mojabilidad Visual	66
3.3.3.2	Prueba de detergencia	66
3.4	PRUEBAS DE DISOLUCIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO	66
4	PRUEBAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	70
4.1	CARACTERIZACIÓN FISCOQUÍMICA DEL CRUDO	70
4.1.1	Análisis SARA	48
4.1.2	Separación de asfaltenos a partir del crudo	73
4.2	ANÁLISIS COMPOSICIONAL DEL DEPÓSITO SÓLIDO	74
4.2.1	Análisis SARA	74
4.3	CARACTERIZACIÓN FISCOQUÍMICA DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	77
4.3.1	Pruebas para determinar características fisicoquímicas del agua	78

4.4	EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO	79
4.4.1	Análisis técnico de los resultados de las pruebas de capacidad de disolución de los sólidos orgánicos.	79
4.4.2	Costos de las formulaciones del tratamiento químico	84
4.4.3	Resultados de Pruebas de interacciones fluido-fluido y roca-fluido	88
4.4.3.1	Prueba de solubilidad	89
4.4.3.2	Compatibilidad	89
4.4.3.3	Mojabilidad Visual	89
4.4.3.4	Detergencia	90
4.4.3.5	Capacidad de disolución	90
4.4.3	Pruebas de solubilidad de asfaltenos vs solubilidad de depósito sólido	90
5.	CONCLUSIONES	93
6.	RECOMENDACIONES	95
	BIBLIOGRAFÍAS	96
	ANEXOS	101

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Datos básicos de Campo Colorado.	50
Tabla 2. Descripción del Pozo Colorado a Evaluar.	56
Tabla 3. Algunas pruebas para caracterización del agua de producción.	60
Tabla 4. Planteamiento realizados por algunos autores para la remoción de los depósitos de asfaltenos en líneas de flujo y tuberías de producción.	61
Tabla 5. Pruebas para evaluación del tratamiento químico.	64
Tabla 6. Pruebas de capacidad de disolución del depósito orgánico.	68
Tabla 7. Porcentajes de fracciones SARA presente en la muestra de crudo del pozo Colorado 40	70
Tabla 8. Porcentajes de fracciones SARA presente en las muestras de crudo de los pozos Colorado 25 y 75	71
Tabla 9. Porcentajes de fracciones SARA presente en la muestra solida del pozo Colorado 40	74
Tabla 10 Porcentajes de fracciones SARA presente en las muestras solidas de los pozos Colorado 25 y 75	75
Tabla 11. Caracterización fisicoquímica del agua del Campo Colorado	78
Tabla 12. Resultado de pruebas de laboratorio	80
Tabla 13. Costos de las formulaciones del tratamiento químico	84
Tabla 14. Reducciones en costo del tratamiento	86
Tabla 15. Resultados Evaluación SOLUBILIDAD depósito de asfaltenos, deposito orgánico vs Tratamiento químico 50% xileno y 50% diésel. 1 gramo a 175°F	82

Tabla 16.	Resultados Evaluación SOLUBILIDAD deposito orgánico vs Tratamiento químico 100% diésel. 10 gramos a 175°F.	102
Tabla 17.	Resultados Evaluación SOLUBILIDAD deposito orgánico vs Tratamiento químico 20% xileno y 80% diésel. 20 gramos a 175°F.	103
Tabla 18.	Resultados Evaluación SOLUBILIDAD deposito orgánico vs Tratamiento químico 20% xileno y 80% diésel. 15 gramos a 175°F.	104
Tabla 19.	Resultados Evaluación SOLUBILIDAD deposito orgánico vs Tratamiento químico 20% xileno y 80% diésel. 10 gr a 175°F.	105
Tabla 20.	Resultados Evaluación SOLUBILIDAD deposito orgánico vs Tratamiento químico 20% xileno y 80% diésel. 5 gramos a 175°F.	106
Tabla 21.	Resultados Evaluación SOLUBILIDAD deposito orgánico vs Tratamiento químico 50% xileno y 50% diésel. 20 gramos a 175°F.	107
Tabla 22.	Resultados Evaluación SOLUBILIDAD deposito orgánico vs Tratamiento químico 50% xileno y 50% diésel. 15 gramos a 175°F.	108
Tabla 23.	Resultados Evaluación SOLUBILIDAD deposito orgánico vs Tratamiento químico 50% xileno y 50% diésel. 10 gramos a 175°F.	109
Tabla 24.	Resultados Evaluación SOLUBILIDAD deposito orgánico vs Tratamiento químico 20% xileno y 80% diésel. 20 gramos a 175°F.	110
Tabla 25.	Resultados Evaluación SOLUBILIDAD deposito orgánico vs Tratamiento químico 80% xileno y 20% diésel. 15 gramos a 175°F.	111
Tabla 26.	Resultados Evaluación SOLUBILIDAD Deposito orgánico vs Tratamiento químico 80% xileno y 20% diésel. 10 gramos a 175°F.	112
Tabla 27.	Resultados Evaluación SOLUBILIDAD deposito orgánico vs Tratamiento químico 50% xileno y 50% diésel. 10 gramos a 86°F.	113

Tabla 28.	Resultados Evaluación SOLUBILIDAD deposito orgánico vs Tratamiento químico 50% xileno y 50% diésel. 10 gramos a 86°F.	114
Tabla 29.	Resultados Evaluación COMPATIBILIDAD Crudo vs Tratamiento químico.	115
Tabla 30.	Resultados Evaluación COMPATIBILIDAD Agua de Formación vs Tratamiento químico.	116
Tabla 31.	Resultados Evaluación DETERGENCIA Arena vs Tratamiento químico	117
Tabla 32.	Resultados Evaluación MOJABILIDAD VISUAL.	118

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Estructura de algunos asfaltenos	26
Figura 2. Fenómeno de agregación de asfaltenos en el crudo	29
Figura 3. Problemas ocasionados por la deposición de asfaltenos	24
Figura 4. Métodos remediales para remover depósitos de asfaltenos	37
Figura 5. Partes del sistema de recirculación y sentido de flujo	40
Figura 6. Ubicación geográfica de Campo Colorado	46
Figura 7. Columna Estratigráfica generada de la cuenca VMM	47
Figura 8. Sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico en el Campo Colorado	49
Figura 9. Metodología experimental desarrollada en el proyecto	53
Figura 10. Producción de fluidos del pozo Colorado 40.	57
Figura 11. Estado mecánico del pozo Colorado 40	58
Figura 12. Fracciones SARA del crudo del Colorado 40	73
Figura 13. Fracción orgánica e inorgánica de la muestra de sólidos depositados del pozo Colorado 40	76
Figura 14. Fracciones SARA de los sólidos orgánicos del Colorado 40	77
Figura 15. Tiempo de disolución del material sólido a distintas concentraciones del tratamiento químico a temperatura de yacimiento.	81
Figura 16. Tiempo de disolución vs masa de material sólido a disolver a temperatura de yacimiento.	83
Figura 17. Precio por galón de las formulaciones del tratamiento químico evaluado.	85

Figura 18. Relación entre volumen de tratamiento y costo a distintas 88 formulaciones del tratamiento.

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. REGISTRO FOTOGRÁFICO	102
Anexo B TÉCNICAS ANALÍTICAS PARA CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS Y DEPOSITOS ORGÁNICOS	119
Anexo C. RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS SARA	120
Anexo D. DESCRIPCIÓN ENSAYOS UTILIZADOS PARA LA EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO	123
Anexo E. FICHAS TECNICAS DE PRODUCTOS QUÍMICOS EMPLEADOS	124

GLOSARIO

PEPTIZACIÓN: Proceso en el que un precipitado cristalino al entrar en contacto con el disolvente frío, retorna a su primitiva forma de agregados.

ASFALTENOS: Fracción del petróleo crudo que no es soluble en compuesto alcanos, pero si soluble en compuesto aromáticos como el tolueno y xileno. Presenta pesos moleculares entre 500 y 2000 g/mol aproximadamente.

PARAFINAS: Grupo de hidrocarburos alcanos de fórmula general C_nH_{2n+2} , donde n es el número de átomos de carbono, algunos gaseosos como el metano, otros líquidos como el octano y las formas sólidas de parafina, llamadas cera de parafina, provienen de las moléculas más pesadas C_{20} a C_{40} .

SOLVENTES: Sustancia que permite la dispersión de otra sustancia en esta a nivel molecular o iónico. Es el medio dispersante de la disolución.

HIDROCARBUROS AROMÁTICOS: Son compuestos cíclicos y poli cíclicos altamente insaturados, por regla general bastante inertes a la sustitución electrofilica y a la hidrogenación.

COMPUESTO ORGÁNICO: Sustancia química que contiene carbono, formando enlaces carbono-carbono y carbono-hidrógeno, En muchos casos contienen oxígeno, nitrógeno, azufre, fósforo, boro, halógenos y otros elementos menos frecuentes en su estado natural. Su origen es de tipo vegetal, animal o por síntesis química.

COMPUESTO INORGÁNICO: aquellos compuestos que están formados por distintos elementos, pero en los que su componente principal no siempre es el carbono, se forma de manera ordinaria por la acción de varios fenómenos físicos y químicos: electrólisis, fusión, entre otros.

RESUMEN

TÍTULO: TRATAMIENTO QUÍMICO A NIVEL DE LABORATORIO PARA REMOCIÓN DE ASFALTENOS EN EL CAMPO COLORADO*

AUTORES: David Alfonso Díaz Arcia**, Ricardo José Canchano Moreno**

PALABRAS CLAVES: Asfaltenos, Tratamiento Químico, Solventes, Remoción.

DESCRIPCIÓN:

La precipitación y deposición de asfaltenos es uno de los problemas de producción más relevantes que actualmente afecta a los pozos productores de Campo Escuela Colorado. Ésta se encuentra tanto en instalaciones de superficie como en las tuberías de producción de los pozos, e incluso a nivel de formación. Todo esto genera la necesidad de llevar a cabo operaciones de limpieza y/o reparación que permitan la remoción de estos depósitos y la puesta en producción del pozo tratado. La correcta selección y evaluación de un tratamiento químico permite que se dé una solución viable a los pozos afectados por el problema de taponamiento por depósitos de asfaltenos sin afectar negativamente otros aspectos del mismo que generen nuevos problemas operativos. La remediación química implica el uso de disolventes aromáticos y/o dispersantes, Este es el método más aceptado en la actualidad para la eliminación de depósitos de asfaltenos.

El objetivo principal del proyecto consistió en llevar a cabo pruebas de laboratorio para seleccionar y evaluar un tratamiento químico adecuado aplicable a Campo Colorado, para ello se analizaron las características del material sólido a remover por análisis SARA y se realizó un diseño experimental que permite estudiar los efectos del tratamiento químico seleccionado para darle solución al problema de taponamiento de tubería por deposición de asfaltenos. En el diseño experimental se realizaron pruebas de compatibilidad fluido-fluido, evaluaciones de interacciones roca-fluido y pruebas de solubilidad y solvencia de los sólidos depositados en la tubería de producción del pozo Colorado 40 a temperatura ambiente y de yacimiento.

* Trabajo de Investigación

** Facultad de Ingenierías Físico-Química, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Pregrado en Ingeniería de Petróleos. Director: MSc. Emiliano Ariza León. Codirector: MSc. Luis Felipe Carrillo Moreno

ABSTRACT

TITLE: CHEMICAL TREATMENT TO LEVEL LABORATORY FOR REMOVAL OF ASPHALTENES ON COLORADO FIELD*

AUTHORS: David Alfonso Díaz Arcia**, Ricardo José Canchano Moreno**

KEY WORDS: Asphaltenes, Chemical Treatment, Solvents, Removal.

DESCRIPTION:

Precipitation and deposition of asphaltenes is one of the most important production problems that are currently affecting the production wells In Colorado School Field. This is found in both surface facilities and production lines in the wells, and even in field level. All this creates the need to carry out cleaning and / or repair to allow the removal of these deposits and the start of production of the well treated. The correct selection and evaluation of chemical treatment allows there to be a viable solution to the wells affected by the problem of asphaltene deposits plugging without negatively affecting other aspects of it that create new operational problems. Chemical remediation implies the use of aromatic solvents and/or dispersants; this is the most accepted method today for the removal of asphaltene deposits.

The main objective of the project was to conduct laboratory tests to select and evaluate suitable chemical treatment applicable to Campo Colorado, for it is analyzed the characteristics of solid material to remove by SARA analysis and performed an experimental design that allow to study chemical treatment effects selected for solving the problem of pipe clogging by asphaltene deposition. In the experimental design were tested for fluid-fluid compatibility, assessments of fluid-rock interactions solubility tests and solvency of the solids deposited in the well tubing Colorado 40 at room temperature and reservoir.

* Work of Investigation

** Faculty of Physico-chemical Engineerings, School of Chemical Engineering. Pregrade petroleum engineering. Director: MSc. Emiliano Ariza León. Codirector: MSc. Luis Felipe Carrillo Moreno.

INTRODUCCIÓN

La deposición de asfaltenos es uno de los problemas de producción que causan restricciones en la producción de hidrocarburos debido al taponamiento parcial o total de los canales de flujo en la cara de la formación, tubería de producción, líneas de superficie y en los equipos que componen las facilidades de superficie. Los depósitos de orgánicos representan un inconveniente en el proceso de producción de petróleo, por lo cual se hace necesario buscar formas de mitigar el efecto de deposición y remover tales depósitos por medios de diferentes tratamientos. Los métodos químicos han sido catalogados como los más eficaces y de rápida acción en este tipo de problemas.

Los asfaltenos por ser considerados la fracción más pesada del petróleo y al estar constituido en forma de agregados en el crudo suelen ser sensibles a cambios de presión, temperatura y composición, por lo que cualquier acción de naturaleza química, eléctrica o mecánica en el proceso de producción que altere dichos parámetros tiende a comprometer la desestabilización, ocasionando la floculación y precipitación de los asfaltenos en el crudo. La disminución de la presión del petróleo ha sido reconocida como la principal causa de la floculación de asfaltenos. ^[1]

La presencia de los asfaltenos en el petróleo no implica la existencia de problemas asociados con los depósitos orgánicos por asfaltenos. Los petróleos pesados que poseen las mayores concentraciones de asfaltenos, por lo general se mantienen estables durante la etapa de producción, lo que genera una menor obstrucción de las líneas de flujo. Los problemas de precipitación de asfaltenos se han encontrado con mayor frecuencia en petróleos livianos, que contienen menor concentración de asfaltenos y pertenecen a yacimientos cuyas presiones se encuentran por encima del punto de burbuja. ^[1]

El Campo Colorado como área de producción de crudo liviano ha presentado problemas de precipitación de parafinas y de asfaltenos desde inicio de las operaciones de producción, esto se ha visto reflejado en la declinación de la producción en los pozos del Campo Colorado, en los cuales se observa la obstrucción de líneas hasta el punto de ocasionar el abandono de algunos pozos. Con este trabajo se busca a nivel experimental, desarrollar un tratamiento químico que permita la remoción de los depósitos orgánicos en el Campo Colorado y ver la interacción del tratamiento con los asfaltenos.

1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

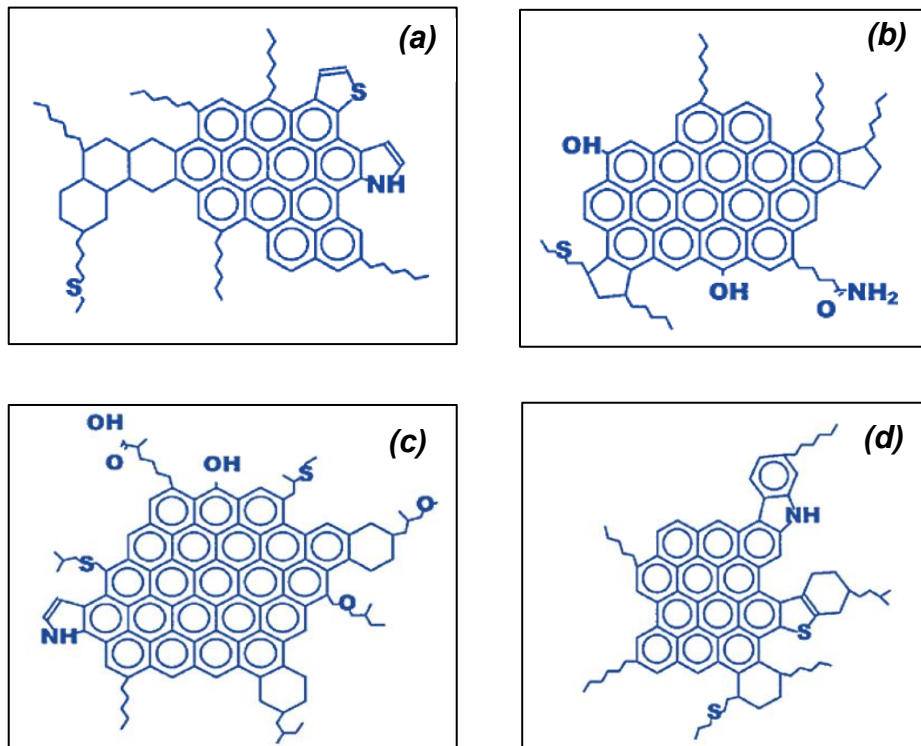
1.1 ASFALTENOS ^[1]^[2]

Se supone que los asfaltenos, considerados como la fracción pesada del crudo, se encuentran en forma de agregados en el petróleo. Los asfaltenos se identifican como compuestos cuya estructura está formada por anillos poli cíclicos y aromáticos condensados con cadenas laterales. Son polares debido a la presencia de oxígeno, azufre, nitrógeno y metales. Los asfaltenos son insolubles en solventes alifáticos de bajo peso molecular, como n-pentano y n-heptano, pero soluble en ciertos solventes aromáticos tales como, tolueno, piridina, o benceno. ^[1]

Debido a la tendencia de auto-agregación, el peso molecular de las moléculas de asfaltenos ha sido difícil de medir, pero se han estimado pesos moleculares en el rango de 500-2000 g/mol. El tamaño molecular de los monómeros de asfaltenos está en el rango de 12-24 Å. A temperaturas superiores a 300-400°C los asfaltenos no se funden, pero se descomponen, formando productos de carbono y volátiles. El color negro de petróleo crudo y los residuos se debe al efecto combinado de resinas y asfaltenos que no están adecuadamente estabilizados. Los asfaltenos pueden asumir varias formas cuando se mezclan con otras moléculas en función de los tamaños relativos y las polaridades de las partículas presentes. ^[2]

En la figura 1. Se presentan algunas estructuras que pueden tener los asfaltenos en el petróleo crudo.

Figura 1. Estructura de algunos asfaltenos



Fuente: DELGADO Jorge Gregorio. Módulo de enseñanza en fenómenos interfaciales. Asfaltenos, Composición, Agregación y Precipitación. ^[1]

La determinación de la estructura molecular de los asfaltenos se realiza mediante diversas técnicas analíticas, entre las más importantes se tiene difracción de rayos X, resonancia magnética nuclear, absorción óptica, espectroscopia molecular de fluorescencia, difracción de neutrones a pequeños ángulos, espectroscopia de masas, ultracentrifugación, microscopía de sonda de barrido, hidrogenación, y oxidación. Los resultados de muchas de estas técnicas convergen para asfaltenos que contienen de 4 a 10 anillos aromáticos. ^[2]

1.2 RESINAS ^[1]^[3]

Las resinas son definidas como la fracción de los crudos constituidos por agregados de anillos aromáticos fusionados entre sí, la cual es insoluble en propano líquido, pero soluble en n-heptano. La estructura de las resinas es similar a los asfaltenos, pero son más pequeñas en peso molecular con un rango de 250 a 1000 gr/mol. Poseen una relación más alta de cadenas alifáticas/anillos aromáticos que los asfaltenos, los cuales son recubiertos por las resinas. Éstas se constituyen en una interface de transición entre el núcleo de asfalteno y el resto de la matriz del crudo, la cual tiene usualmente una relación alta de parafinas/aromáticos. ^[3]

Las resinas son conocidas por tener una fuerte influencia en la estabilización de los asfaltenos dentro de un crudo. Su acción, normalmente descrita como peptización, puede representarse como su absorción en la periferia del asfalteno y actúan como dispersante, estabilizando la interface entre los asfaltenos y el resto del crudo. ^[1]

1.3 AGREGACIÓN Y DEPOSICIÓN DE ASFALTENOS. ^[1]

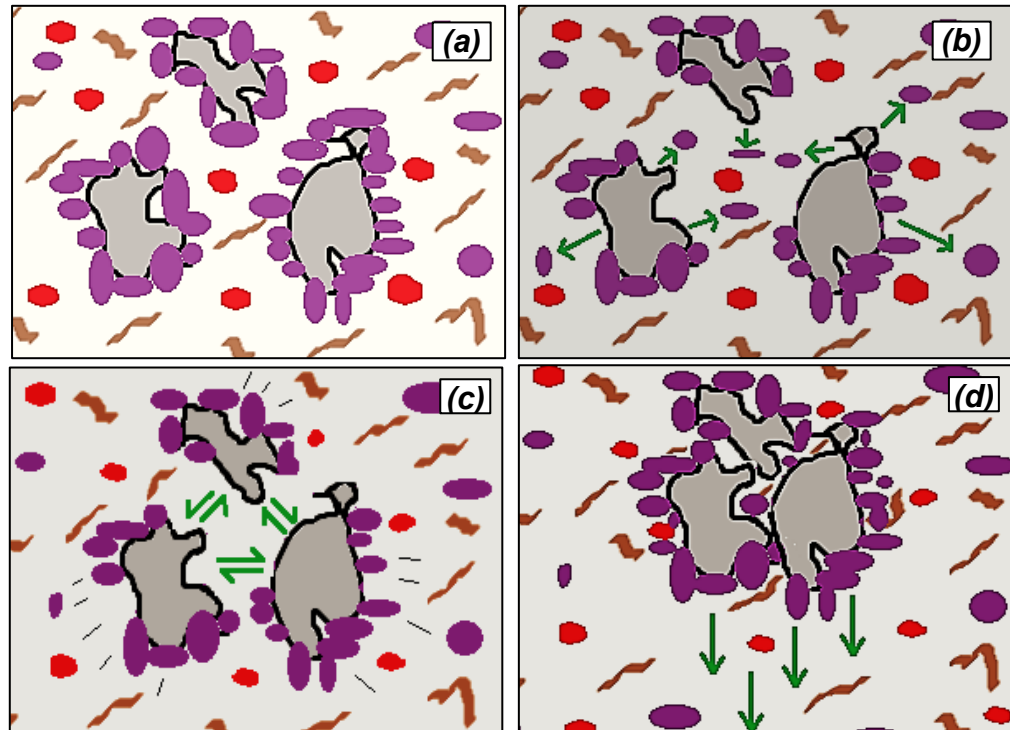
Se presume que los asfaltenos, se encuentran en forma de agregados en el petróleo, debido a que la superficie de las partículas asfálticas, dispersas en una fase continua como es el aceite, se encuentra totalmente rodeada de resinas. Tales asfaltenos se difunden en el crudo siguiendo un movimiento aleatorio conocido como movimiento Browniano (Ver figura 2.a). Las resinas son las responsables de mantener separados a los asfaltenos manteniendo al sistema en estabilidad, debido a que la fuerza de repulsión electrostática es mayor que la fuerza de atracción de van der Waals. Sin embargo, si a este sistema en estabilidad se le inyecta un solvente ionizador (como n-pentano, etc.) o existe alguna perturbación físico-química ocasionada en el campo petrolífero (como las





que suceden en la producción de pozos), se provoca que la concentración de moléculas de resina cambie, ya que algunas resinas se separan de los asfaltenos, alterando la estabilidad de las partículas asfaltenicas suspendidas en el aceite y causando la debilitación de las fuerzas repulsivas, provocando una interacción mutua entre asfaltenos.

Por lo tanto, cuando dos partículas de asfaltenos con movimiento Browniano presentan contacto en áreas libres de resina, quedan pegadas, formando un cúmulo asfaltenico de dos partículas que se difundirá en el sistema, con la posibilidad de aglomerarse con otras partículas individuales o a otros agregados asfaltenicos de tamaño variable que se encuentren en el aceite (Ver figura 2. b y c). A este fenómeno se le conoce como agregación. En otras palabras, la agregación es el proceso en el que las partículas individuales o cúmulos de partículas se adhieren a otras partículas de asfaltenos o cúmulos, haciendo que los agregados crezcan.

Conforme el proceso de agregación transcurre en el tiempo, el número de partículas individuales y cúmulos asfaltenicos disminuye, debido a que se juntan para formar agregados más grandes y pesados. Además, elementos externos tales como la gravedad, adsorción, etc., ocasionan que las partículas y agregados asfaltenicos tiendan a precipitarse hacia al fondo y a adherirse a las paredes de las tuberías. A este fenómeno se le conoce como deposición orgánica (Ver figura 2. d).^[1]

Figura 2. Fenómeno de agregación de asfaltenos en el Crudo.



Componente	Asfaltenos	Aromáticos	Resinas	Parafinas
Forma				

Fuente: Tomado y Modificado de DELGADO Jorge Gregorio, Modulo de enseñanza en fenómenos interfaciales, Asfaltenos: Composición, agregación y precipitación. ^[1]

(a) Asfaltenos estables en el crudo, peptizados por resinas. **(b)** Después de inyectar un solvente ionizador (representado por el color gris), las resinas abandonan a los asfaltenos. **(c)** Si en su recorrido dos asfaltenos hacen contacto en áreas libres de resina, entonces quedan adheridos formando cúmulos. **(d)** Cuando el tamaño de los cúmulos aumenta se vuelven menos difusivos y pesados, y tienden a depositarse en el fondo.

1.4 FACTORES QUE PRODUCEN LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

Existen evidencias que la desestabilización de los asfaltenos, que causa la floculación y precipitación de asfaltenos, se debe a alteraciones en el balance que mantiene las resinas y asfaltenos en solución. Las alteraciones se pueden dividir en varios tipos, termodinámico, químico, eléctrico, mecánicos entre otros.

1.4.1 Factores Termodinámicos. Los cambios graduales en las variables operacionales durante el proceso de producción como la presión y la temperatura influyen la solubilidad de los Asfaltenos.

1.4.1.1 Efecto de la Presión. La presión se considera uno de los factores más importantes que influyen en la precipitación de asfaltenos. Durante los procesos operacionales la caída de presión del crudo hasta su punto de burbuja provoca que los componentes más livianos como las cadenas de n-alcanos se expandan más que los componentes pesados. El incremento del volumen molar de los compuestos livianos continúa mientras que la presión del crudo descienda. A través de la despresurización por debajo del punto de burbuja las cadenas livianas abandonan el fluido en forma de gas y se provoca una disminución en el volumen molar de los compuestos livianos y el consecuente descenso en la concentración de los alcanos en el crudo. ^[4]

La disminución de la presión y del volumen molar de los compuestos livianos en el crudo se traduce en un descenso de la densidad del fluido y una correspondiente disminución de la solubilidad de los asfaltenos. La separación entre moléculas de la fase líquida del crudo y los agregados de resina-asfalteno resulta mayor en densidades bajas cuando las interacciones resultan menos atractivas. Por tal motivo al disminuir la presión y por consiguiente la densidad, algunas resina-asfalteno se agregan y forman grandes flóculos que pueden llegar a precipitarse. ^[5]

El problema de los depósitos de asfaltenos por cambios de presión, se genera cuando la presión natural del pozo se agota o cuando existe alguna modificación en las condiciones operacionales, estos depósitos se forman en el yacimiento, en el pozo y facilidades de superficie. La cara de la formación constituye la zona más afectada por la despresurización, la cual mostrará un daño de formación asociado a los depósitos orgánicos. Los depósitos de asfaltenos en las líneas de superficie se presentan en los chokes, y en la tubería en forma de grumos o de esferas. Los grumos se componen de pequeñas y delgadas escamas sin una alineación estructural particular. [5]

1.4.1.2 Efecto de la Temperatura. En general la precipitación de asfaltenos se considera independiente de la temperatura sin embargo la temperatura puede afectar la solubilidad de los maltenos y las resinas o puede causar la precipitación de parafinas. [4]

Cuando la temperatura de la formación aumenta, la solubilidad de las resinas en los n-alcanos también aumenta, provocando que los asfaltenos sean menos solubles en el crudo. Si el poder de solubilización de los componentes del petróleo disminuye sin incluir a los asfaltenos, los agregados Resina-Asfalteno se desestabilizan y se agregan entre ellas en forma de flóculos. Cuando ocurre una disminución en la temperatura, se desencadena la precipitación de parafinas las cuales atrapan a los asfaltenos durante su solidificación. [6]

1.4.2 Factores Químicos. Existen diferentes formas a través de las cuales se puede provocar cambios en la composición del crudo y posterior floculación de los asfaltenos por alteración del equilibrio termodinámico del petróleo. Los distintos factores que producen la precipitación del asfaltenos se encuentran asociadas a los casos de contacto del petróleo con fluidos no involucrados en el proceso natural de producción, como en métodos de recobro mejorado, estimulación del pozo, inyección química y en otras operaciones como Workover y control de

arenas.^[5] Los factores más influyentes en la estabilidad de los asfaltenos se listan a continuación:^[6]

- **Inyección de dióxido de carbono:** El dióxido de carbono es utilizado en procesos de recobro mejorado por su efecto positivo en la miscibilidad y en el hinchamiento del crudo. Sin embargo el CO₂ representa una de las causas más comunes de floculación de asfaltenos en pozos productores. El CO₂ produce una desestabilización en el equilibrio de la solución por disminución del pH, cambios de composición y formación de turbulencias.
- **Inyección de gases ricos:** La inyección de gases ricos desestabiliza a los asfaltenos porque disminuye la proporción de carbonos e hidrógenos. Los hidrocarburos livianos tienen una menor afinidad con las estructuras asfaltenicas comparado con el crudo que posee una proporción de carbono e hidrógeno alta.
- **Alteración del pH:** los cambios en el pH se producen por la presencia de CO₂, ácido mineral o ácido orgánico ocasionado por bacterias. La alteración del equilibrio de la solución desencadenara los depósitos de asfaltenos.
- **Procesos de estimulación:** El contacto del crudo con aditivos de estimulación incompatibles como el alcohol isopropilico, alcohol metílico, acetona e incluso glicol o solventes duales a base de surfactantes, que no poseen componentes aromáticos pueden causar la floculación de los asfaltenos. En procesos de acidificación con ácidos minerales fuertes se generan cambios bruscos en el equilibrio químico local por pH y por liberación de dióxido de carbono, como también se eleva la concentración de iones.

1.4.3 Factores Eléctricos. El estudio de los depósitos orgánicos en el yacimiento ha mostrado que una de las principales causas de desestabilización de los asfaltenos constituye la presencia de un campo eléctrico que se generaba por el flujo de partículas cargadas dentro del medio poroso y de la tubería.

Los asfaltenos por su característica polar, poseen una carga eléctrica intrínseca, que se considera responsable en cierta forma de la estabilidad de asfaltenos-resina. Los agregados se mantienen estabilizados debido a las fuerzas de repulsión electrostáticas de los núcleos cargados de igual signo. La generación de un potencial eléctrico debido al flujo de partículas cargadas o la aplicación de un potencial externo grande, puede llegar a neutralizar las cargas eléctricas, perturbar el balance de fuerzas entre asfaltenos-resinas y causar la floculación de asfaltenos. ^[5]

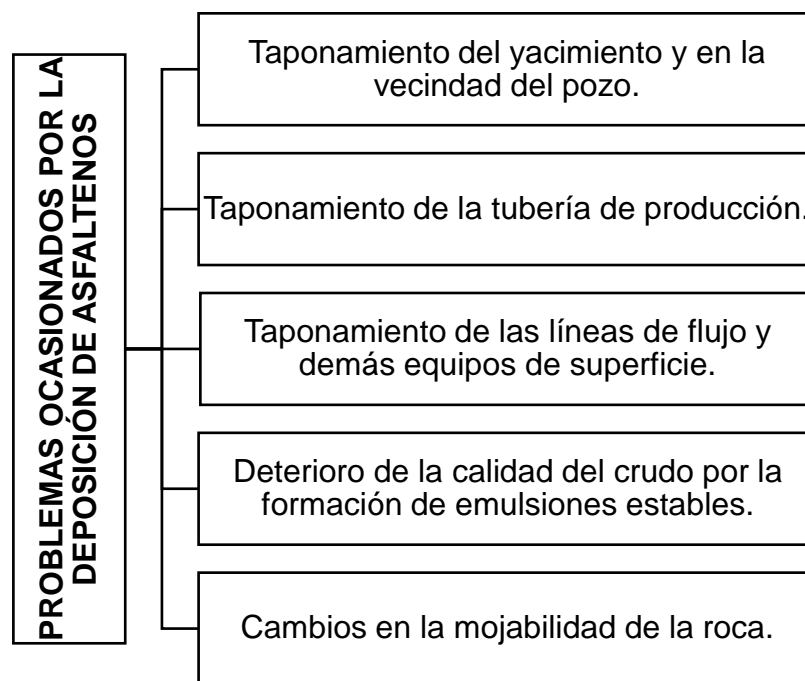
1.4.4 Factores Mecánicos. Los factores mecánicos incluyen los esfuerzos de cizalla por equipos de bombeo de subsuelo como bombas de varilla y bombas electrosumergible además de fuerzas de fricción y fuerzas de impacto entre partículas. Los esfuerzos se asocian a caídas de presión en el fondo del pozo y con el equipo de superficie. ^[5]

1.4.5 Otros Factores. Algunos sólidos suspendidos en el crudo como finos de arcillas o minerales, limaduras de metales, sedimentos y grava favorecen los procesos de precipitación de los asfaltenos. Las pequeñas partículas suspendidas en el crudo pueden servir de núcleos que promueven la adhesión de los asfaltenos. Se forman así grandes cadenas de moléculas que tienden a precipitarse más rápido de la solución. Este efecto ocurre a nivel de las perforaciones y a nivel de las tuberías donde las rugosidades internas también representan “sitios de nucleación” para los depósitos orgánicos. ^[5]

1.5 PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA DEPOSICIÓN DE ASFALTENOS

Los problemas asociados a la deposición de asfaltenos ocurren tanto en el subsuelo como en superficie, afectando la producción de los yacimientos petrolíferos. [7] En la figura 3 se presentan los problemas típicos ocasionados por la precipitación de asfaltenos:

Figura 3. Problemas ocasionados por la deposición de asfaltenos.



Fuente: Tomado y Modificado de LICÓN SILVA, Selección de un agente inhibidor de la precipitación de Asfaltenos de los crudos provenientes de los Campos Quiriquire y Jusepin del estado Monagas. [7]

1.5.1 Taponamiento del yacimiento y en la vecindad del pozo. Un problema de gran relevancia es cuando la deposición de los asfaltenos ocurre a nivel del yacimiento y en las cercanías del pozo. En la cara de la formación se convierte en un inconveniente bastante delicado producto de que en esta zona ocurren las

mayores caídas de presión en el yacimiento, alcanzando las condiciones por debajo del umbral superior de precipitación. Debido a que en esta zona el área de flujo es pequeña, la mayor cantidad de flóculos se adhiere a la roca o es retenida en las gargantas de los poros ocasionando el taponamiento de la formación. ^[7]

1.5.2 Taponamiento de pozo y de la tubería de producción. Quizás el lugar dónde el problema de asfaltenos es muy agudo es en el pozo y en la tubería de producción. Durante la producción el crudo sufre cambios de presión y temperatura a medida que fluye desde el yacimiento hasta la superficie. Dependiendo de estas variaciones y de la composición del mismo, puede suceder que el crudo a condiciones de yacimiento, se separe en dos o tres fases (gas-liquido o gas-liquido-sólido), mientras se encuentra fluyendo en la tubería de producción. En muchos casos el depósito de asfaltenos taponan el pozo, ocasionando pérdidas de producción. Las pérdidas de producción y la limpieza del pozo por la precipitación de asfaltenos conducen a un incremento de los costos, afectando la economía de un proyecto de recuperación del petróleo. ^[7]

1.5.3 Taponamiento de líneas de flujo y demás equipos de superficie. La incidencia del problema de precipitación de asfaltenos no sólo se limita al yacimiento, en el pozo y en la tubería de producción, también se presenta en las líneas de flujo y en las instalaciones de superficie. Los problemas de precipitación de asfaltenos ocurren principalmente en las estaciones de flujo y en las instalaciones y equipos asociadas a los sistemas de manejo, transporte y compresión del gas. ^[7]

1.5.4 Formación de Emulsiones Estables. De estudios experimentales se ha concluido que la presencia de material asfaltenico favorece la formación de emulsiones en la mayor parte de los crudos que lo contienen. A mayor contenido de este material, las emulsiones agua-crudo son más estables; ya que las sustancias asfaltenicas envuelven a las partículas de agua. ^[8]

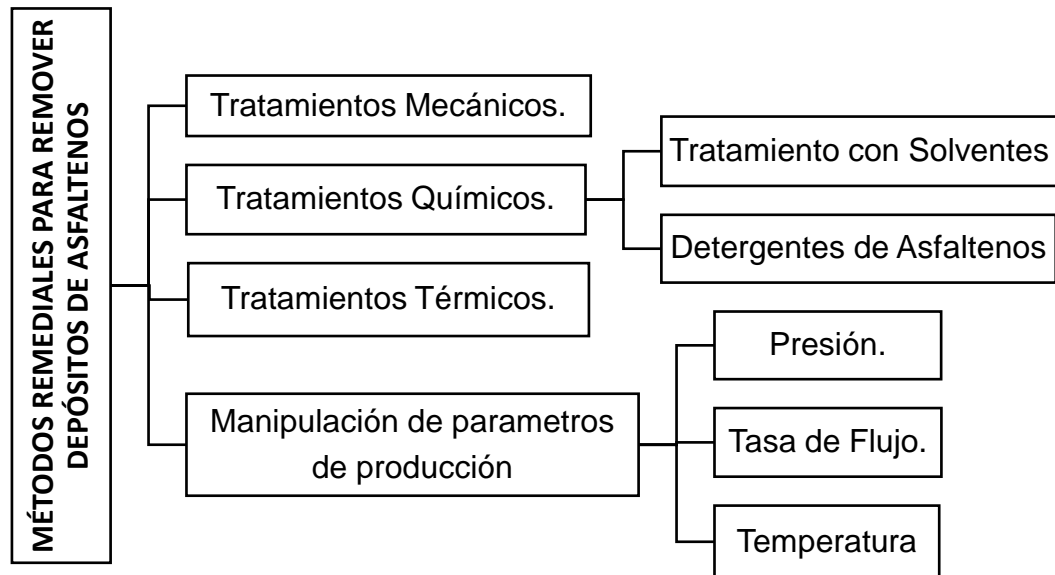
1.5.5 Cambios en la Mojabilidad de la Roca. La mojabilidad es muy importante en los procesos de recuperación de aceite debido al fuerte efecto que ésta ejerce en la distribución, localización y flujo de aceite y agua dentro del yacimiento durante la producción.

La composición del petróleo es clave para modificar la mojabilidad de una superficie naturalmente mojada por agua, Los asfaltenos pesados y las fracciones de resina del aceite crudo, poseen componentes polares que combinan características hidrofílicas e hidrofóbicas. capaces de alterar por adsorción la mojabilidad de una caliza mojada originalmente por agua a una mojada por aceite en su superficie. Los componentes más importantes en el aceite crudo, responsables del cambio de mojabilidad, son aquellos que contienen grupos cargados como un ácido o una base. ^[8]

1.6 METODOS DE REMOCIÓN DE ASFALTENOS

Los pozos parcial o completamente tapados con depósitos de asfaltenos son optimizados empleando varios métodos. En la figura 4 se presentan los métodos remediales empleados para remover depósitos de asfaltenos:

Figura 4. Métodos remediales para remover depósitos de asfaltenos.



Fuente: Tomado y Modificado de LICÓN SILVA, Selección de un agente inhibidor de la precipitación de Asfaltenos de los crudos provenientes de los Campos Quiriquire y Jusepin del estado Monagas. ^[7]

1.6.1 Tratamientos Mecánicos. Los siguientes tratamientos son usados para remover los depósitos de asfaltenos de las líneas de flujo y tuberías de producción. Estos métodos incluyen raspadores de barra, raspadores de guaya fina, raspadores de línea de flujo, pistón raspador de libre-flotación y tuberías de guaya fina. ^[7]

Las ventajas del método mecánico son la buena limpieza, es seguro y un daño mínimo a la formación. Pero por otro lado, las desventajas son: ^[9]

- Tratamientos Costosos y restringidos para los equipos de producción pero no para la formación productora.
- La aplicación es limitada por los equipos involucrados y por el tiempo.
- Peligro de pesca de herramientas que pueden perderse en el pozo.

1.6.2 Tratamientos Químicos. Los métodos químicos son los más empleados para el tratamiento de los depósitos asfaltenicos, ya que pueden usarse para tratar las deposiciones en el pozo y/o en las formaciones productoras. Numerosos solventes, aditivos y químicos comerciales están disponibles por muchas compañías para disolver los asfaltenos depositados. ^[7]

- **Tratamiento con solventes:** Los solventes (como el tolueno, el xileno y otros solventes como la piridina y bisulfuro de carbono) generalmente se usan para disolver depósitos de asfaltenos, pero su uso ha sido limitado debido a su costo y consideraciones de seguridad.
- **Detergentes de asfaltenos:** Los detergentes son una clase de agentes surfactantes. Se usan para fracturar los depósitos de asfaltenos y también les impide re-aglomerarse.

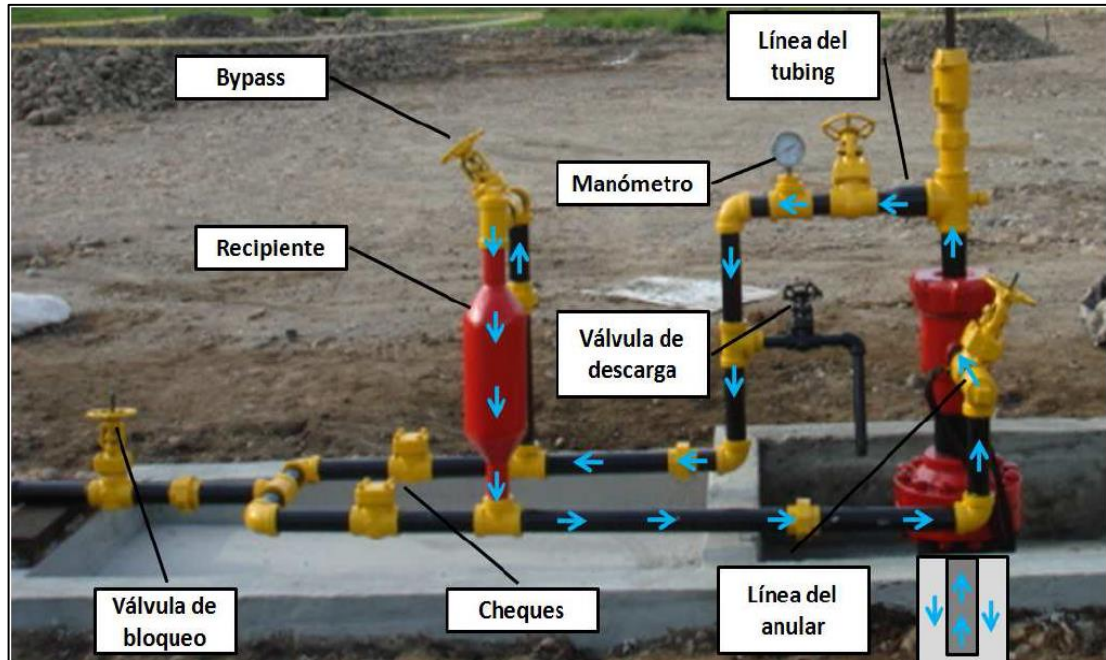
Para todos los tipos de tratamientos químicos, la seguridad medioambiental y los riesgos de exposición personal deben ser considerados, ya que produce desventajas adicionales y restricciones para muchos materiales de tratamiento químico. El procedimiento de limpieza generalmente se diseña para satisfacer un pozo en particular. En muchos casos una inyección química de solvente (para ablandar el depósito) puede ser seguida de una raspadura mecánica.

1.6.2.1 Aplicación de Productos Químicos. El tipo de tratamiento se aplica de acuerdo a las características y condiciones del sistema, y al tipo de producto a ser usado. Los métodos de aplicación empleados son los tratamientos continuos (inyección continua del químico) y los tratamientos por baches (inyección cíclica del químico), ambos métodos son adoptados para inyectar el químico desde el anular hacia el pozo, es decir circular el químico por el anular y retomarlo a través del tubing, para remover el sedimento de parafina o asfaltenos que se encuentre adherido a la pared de la tubería de producción. ^[7]

- **Método Continuo:** El método continuo consiste en una bomba especial de inyección instalada en la cabeza del pozo (wellhead) y a través de una fuerza impulsiva producida por el movimiento ascendente de la unidad de bombeo se impulsa el pistón de la bomba de inyección, haciendo que el químico caiga dentro del pozo.
- **Método por baches:** El tratamiento por baches puede ser llevado a cabo usando un camión de inyección de químicos o mediante la inyección del químico directamente por el anular. El volumen de químicos y la frecuencia de aplicación para este tipo de tratamientos dependerá principalmente de la gravedad del problema y de la relación costo beneficio.
 - ✓ **Camiones de inyección de químicos:** Se usan camiones con bombas con acoples rápidos que agregan el removedor de depósitos en un tiempo prescriptivo.
 - ✓ **Sistema de recirculación de químicos:** Este sistema está compuesto por una serie de válvulas, cheques y un recipiente para almacenar químico. El recipiente está conectado a la línea de tubing y a la línea del Casing con el propósito de crear un ciclo durante la recirculación del químico. Este sistema es de origen Colombiano y se le denomina “Caravaca”, es utilizado comúnmente para la aplicación de tratamiento para manejo de depósitos orgánicos, principalmente control y remoción de parafinas solidificadas en tuberías de producción.

En la figura 5 se muestra un ejemplo de un sistema de recirculación de químicos utilizado para en el tratamiento de parafinas depositadas en la tubería de producción.

Figura 5. Partes del sistema de recirculación y sentido de Flujo



Fuente: MARTINEZ GALINDO Rosa, AMAYA BOHORQUEZ Miguel. Aplicación de un tratamiento químico para el control de parafina en la tubería de producción en el crudo de Campo Escuela Colorado. ^[10]

1.6.3 Tratamientos Térmicos. Esta categoría de métodos de tratamiento incluye: lubricación caliente, calentadores hueco abajo.

- **La lubricación en caliente:** consiste en el proceso de inyectar crudo caliente des-asfaltado para remover los depósitos de asfaltenos de un pozo. La lubricación caliente causa daños a la formación y no es bueno si los depósitos acumulados son grandes. ^[11]
- **Calentadores hueco abajo:** El calentador hoyo abajo representa una fuente continua de calor que puede usarse para fundir los depósitos orgánicos compuestos principalmente por parafinas en el pozo o en la

tubería por un período de tiempo, después el material fundido arrastra a los asfaltenos y todo esto puede ser bombeado a la superficie con la producción de petróleo. Esta técnica tiene las siguientes limitaciones: restricciones económicas, mantenimiento costoso del sistema de calentamiento, y disponibilidad de energía eléctrica. ^[12]

1.7 ANTECEDENTES DEL TRATAMIENTO QUÍMICO PARA REMOCIÓN DE ASFALTENOS

En la literatura se encuentran estudios realizados para la remoción de depósitos orgánicos a lo largo del sistema de producción del crudo. La aplicación en Campo Escuela Colorado requiere de una revisión y análisis de las metodologías existentes para tratar asfaltenos depositados, los cuales necesitan de un manejo especial y cuidadoso para no afectar negativamente la producción. A continuación una descripción de algunos estudios y teorías sobre tratamientos para disolver asfaltenos:

S.T. Dubey and M. H. Waxman (1991) ^[13]: El método químico sólo es bueno y eficaz para eliminar los depósitos de asfaltenos si se utilizan solventes. Para eliminar los depósitos asfaltenos en líneas de flujo y tubería de producción, se emplean crudos con solventes por lotes tratados y/o recirculado a la zona afectada durante un número de horas. Mezclas eficaces pueden disolver hasta su propio peso de asfaltenos a temperaturas de fondo de pozo en sólo unas pocas horas.

PIRO et al. (1994) ^[14]: Los estudios han demostrado que la presencia de componentes parafínicos en tratamientos de asfaltenos es perjudicial para su rendimiento. El mismo estudio mostró que disolventes aromáticos monocíclicos y bicíclicos funcionan mejor que los tricíclicos o productos químicos aromáticos policíclicos, Otro estudio mostró que las moléculas bicíclicos tetralina (1,2,3,4-tetrahidro-naftaleno) y 1-metilnaftaleno arrojan mejores resultados que los

disolventes de anillo mono-, tales como n-propilbenceno, tolueno en cuanto a la cantidad de asfaltenos disueltos y la velocidad de disolución. Temperaturas más elevadas y agitación ayudan a mejorar la velocidad de disolución de asfaltenos.

H.L. Becker and B. W. Wolf (1996) ^[15]: Plantea que los disolventes con heteroátomos no necesariamente tienen que ser aromáticos para disolver los asfaltenos. Por ejemplo, los disolventes que contiene 1-15% de N-sustituido imidazolinas, y preferiblemente NMP (o N-etil-pirrolidona), también son buenos disolventes.

S.R. King and C. R. Cotney (1996) ^[16]: Los tratamientos para remoción de asfaltenos se basan en disolventes aromáticos, a veces con añadidos de potenciadores. Aceites desasfaltados con un alto contenido aromático también se han usado como una alternativa de bajo costo.

W. Kleinitz (1997) ^[17]: Muestra que el disulfuro de carbono, que tiene un punto de inflamación muy bajo, es un buen disolvente de asfaltenos. Concluye que Piridinas son buenos disolventes de asfaltenos, pero son tóxicos e incompatibles con muchos elastómeros.

A. Del Bianco, F. Stroppa, M. B. Lawson and K. J. Snyder (1997) ^[18]: son recopilaciones de patentes que afirman que los disolventes aromáticos con preferencia 3-10% adicional quinolina e isoquinolina (o alquilo C1-4 sustituido), que tienen una mayor polaridad en comparación con aromáticos normales, han mejorado las tasas de disolución asfaltenos. Otra patente afirma que la adición de benzotriazol y el disolvente aromático mejora el rendimiento.

LOUIS. Minssieux (1998) ^[19]: Plantea Alternativamente, que un disolvente de hidrocarburo aromático puede ser utilizado en combinación con un codisolvente polar. Mediante la combinación de disolventes aromáticos y aditivos, con grupos

funcionales polares, se ha demostrado que el conjunto polaridad codisolvente puede ser emparejado con el tipo de asfaltenos del campo. Dicha mezcla aumenta el poder de disolución del xileno, empleado como disolvente básico, y el aumento de desorción asfaltenos de superficies minerales de depósito roca.

E. G. Scovell, N. Grainger, and T. Cox (2001) ^[20]: Demuestra que esteres de alquilo o alquenilo de ciertos ácidos carboxílicos aromáticos, preferiblemente benzoato de isopropilo también son buenos disolventes de asfaltenos.

J. Curtis (2003) ^[21]: Explica como las mezclas para remoción de asfaltenos más comerciales se formulan para contener un gran porcentaje de los productos químicos aromáticos con anillos monocíclicos y porcentajes opcionalmente menores de productos químicos aromáticos bicíclicos debido a su alto costo.

Disolventes a base de terpeno (que contienen, por ejemplo, d-limoneno), son mejores para la salud, seguridad y ambiente, en comparación con perfiles de disolventes aromáticos, también se han empleado en el campo, pero su capacidad de disolución es limitada. Disolventes terpenicos son también útiles para disolver ceras. Dado que los asfaltenos contienen heteroátomos que dan las estructuras de cierta polaridad, disolventes aromáticos con heteroátomos y grupos polares.

S. Lightford, E. Pitoni, F. Arnesi, and L. Mauri (2006) ^[22]: muestra como a veces se añaden a los disolventes de asfaltenos un potenciador para mejorar su rendimiento, pero la elección de potenciador parece depender de si los asfaltenos se adsorben en la formación de roca o en otro lugar en el sistema. Así, un estudio concluyó que el tolueno con 2% en peso en productos químicos que llevan grupos polares (tales como polímeros) pero no a grupos donantes de protones-(tales como ácidos alquilbenceno sulfónicos) mejoró la disolución de sólidos de asfaltenos en comparación con solo tolueno. Sin embargo, ambos polímeros y los ácidos alquilbenceno sulfónicos aumentaron la disolución de los asfaltenos adsorbidos en los experimentos con nucleos “coreflooding”, el ácido sulfónico es el

mejor. La interacción competitiva de un aditivo con los sitios activos de roca se sugirió que el mecanismo por el que los asfaltenos se des adhieren de la roca.

M. L. Trimble, M. A. Fleming, B. L. Andrew, G. A. Tomusiak, P. M. Digiacinto, and L. M. Heymans (2008) ^[23]: Composiciones que comprenden queroseno o un disolvente aromático con al menos una olefina son una mejora de disolventes amigables para remover asfaltenos. Otros solventes "más verdes" como éteres de glicol, alcanolaminas, y sus ésteres han sido seleccionados y pueden encontrar un uso cada vez mayor en el futuro para mejorar el impacto medioambiental.

W. Abdel Fatah, SPE, Sapesco, and H.A. Nasr-EI-Din, SPE, Texas A&M University (2008) ^[24]: Fue un tratamiento diseñado a nivel de laboratorio para mejorar la productividad de 4 pozos petroleros, empleando xileno para la disolución de asfaltenos y HCL como dispersante para la disolución de carbonatos presentes en la cara de la formación. Se llevó un trabajo extenso para medir la estabilidad del ácido con el xileno, la concentración del ácido fue del 15% en peso de HCL, y la fracción en volumen del ácido fue de 0,7 y el resto fue de xileno. Los cuatro pozos respondieron satisfactoriamente al tratamiento sin aumento del corte de agua.

C. Ijogbemeye Oseghale and F.O. Ebhodaghe (2011) ^[25]: En este artículo se realiza un estudio de la solubilidad de los asfaltenos usando tolueno, diésel y una mezcla de tolueno y diésel para determinar la velocidad de los asfaltenos. Los resultados de los experimentos demuestran que los tratamientos no necesariamente necesitan de altas concentraciones de tolueno en diésel para tener una capacidad y velocidad de disolución buenas en relación con el tratamiento de solo tolueno.

Lira G. Narváez C. Herrera M. Palacios C. Paz C. Reyes S. Lopez V. Hernandez D. Hernandez D. Cienfuegos A. (2012) ^[26]: Los solventes utilizados para disolver

asfaltenos incluyen aceite caliente, diésel, xileno, nafta, tolueno y di sulfuro de carbono. La adición de un 10% de volumen de un solvente mutuo como el etilenglicol-monobutil-eter en una mezcla de un disolvente aromático y aceites desasfaltados incrementará la velocidad de disolución para algunos asfaltenos.

Ali A. Al-Taq, Saleh M. Abou Zeid, Habeeb H. Al-Haji, Jaffar A. Saleem, Saudi Aramco (2013) [27]: Consiste en un estudio de distintas formulaciones de tratamiento químicos compuestos por xileno, diésel, solvente mutuo y/o surfactantes, aplicado a un material sólido orgánico constituido por 85% en peso de asfaltenos y 15% de parafinas y también aplicado a asfaltenos separados del crudo del pozo evaluado. Realizadas las pruebas demostró que un tratamiento químico compuesto por 20% de xileno, 5% de solvente mutuo (EGMBE) y 75% en diésel a 188°F como función del tiempo de remojo, que en el tiempo de remojo de 1 hora esta mezcla era capaz de disolver casi el 50% en peso del depósito orgánico, mientras que la solubilidad del depósito orgánica aumentó a casi el 97% en peso en un tiempo de remojo de 6 horas. De igual forma cuando se evaluó la solubilidad de los asfaltenos con esta formulación se encontró que la solubilidad alcanzada es de 96% con un tiempo de remojo de 4 horas.

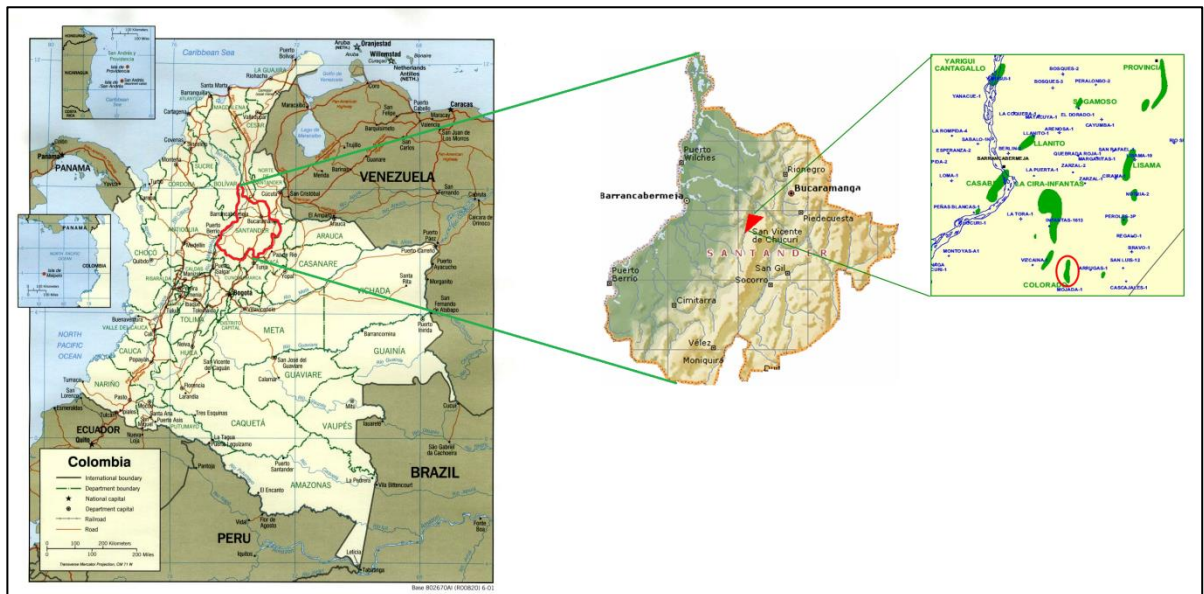
2. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO

La Universidad Industrial de Santander – UIS y La Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL S.A., firmaron el Convenio Interadministrativo de Cooperación Empresarial con fines Científicos y Tecnológicos, por medio del cual la compañía estatal petrolera hizo entrega a la UIS del Campo Colorado.

2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo Colorado está localizado geográficamente en la Vereda Los Colorados, Corregimiento de Yarima, en el Municipio de San Vicente de Chucurí, Departamento de Santander. Ubicado al sudeste de la ciudad de Barrancabermeja y al sur del Campo La Cira-Infantas, en área de la antigua concesión de Mares como se muestra en la figura 6.

Figura 6: Ubicación Geográfica de Campo Colorado



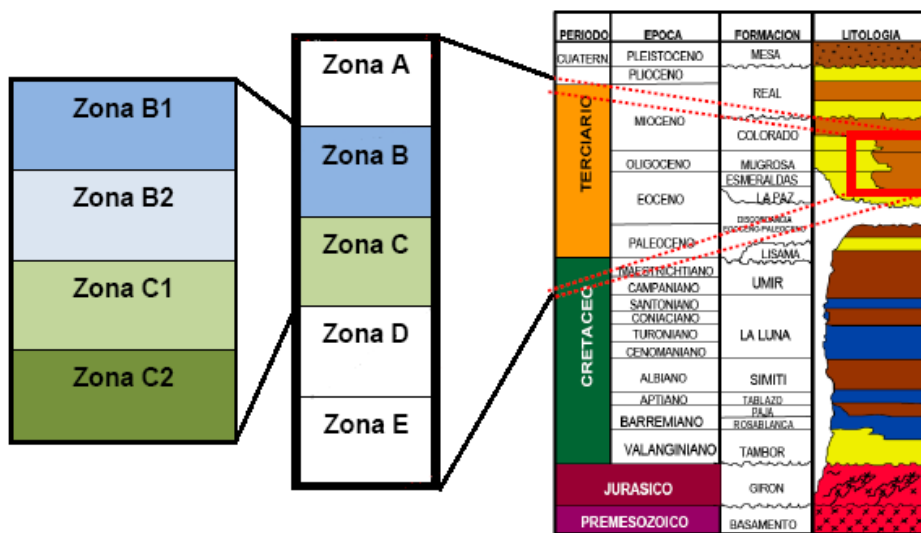
Fuente: CHAVARRÍA Sandra, SANDOVAL Angelica. Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos en el Campo Colorado. [28]

2.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

Campo Colorado presenta una estructura geológica como se muestra en la Figura 6 donde se observa que para el terciario la estratigrafía y las zonas productoras respectivamente de base a tope corresponde a las formaciones La Paz (Zona E), Esmeraldas (Zona D), Mugrosa (Zonas B y C), Colorado (Zona A), además del Grupo Real y el Grupo la Mesa. Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el Valle medio del Magdalena (VMM), las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca. La estructura corresponde a un anticlinal asimétrico.

La formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1.900 a 2.400 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meandricos. El petróleo de Campo Colorado se extrae principalmente de la formación Mugrosa.

Figura 7: Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del VMM.



Fuente: AMAYA Karl Leonard, CALVO Jhon Fredy. Geoestadística univariable aplicada a atributos petrofísicos de la formación mugrosa para determinación de áreas prospectivas del Campo Escuela Colorado. [29]

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 42.2 pies, respectivamente.

El Campo Colorado produce aceite liviano y gas con gravedad entre los 30° API y 42° API. El aceite original estimado es 121 MMBO y las reservas primarias producidas son de 8.57 MMBO con un factor de recobro actual de 7.074%. 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.

2.3 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO COLORADO

La primera fase de exploración del campo Colorado se realizó entre 1923 y 1932 perforando 7 pozos, de los cuales sólo quedó activo el N°7 y los demás fueron abandonados por problemas mecánicos. En 1945 se reinició la exploración con la perforación del pozo C-9 con buenos resultados, lo que motivó a la Tropical Oil Company (Troco) a perforar 8 nuevos pozos entre 1945-1946.

ECOPETROL desarrolló completamente el campo entre 1953 y 1964, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda la estructura.

El Campo Colorado inició producción en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes

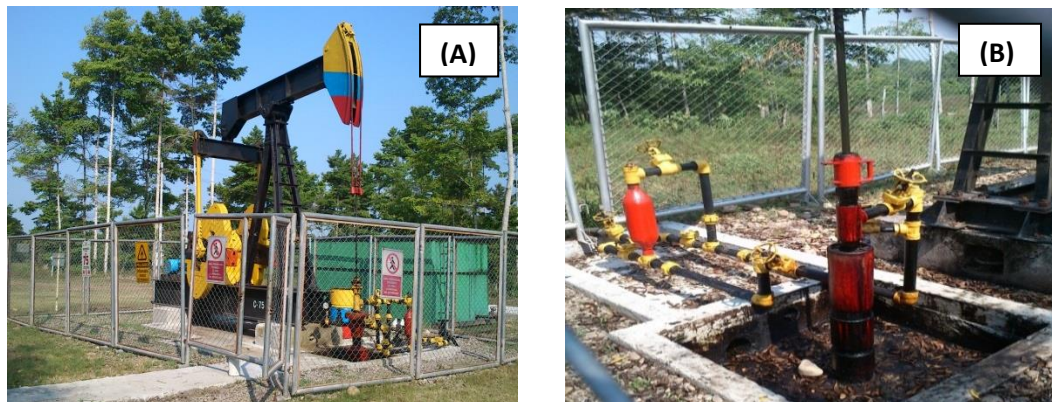
problemas mecánicos principalmente por el taponamiento de las líneas por deposición de parafinas. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se inició un marcado aumento en la declinación del campo, pasando de 692 BOPD en Junio de 1976 a 47 BOPD en Junio de 1989.

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad entre 30 y 42 °API. La información conocida a cerca de las presiones del campo es demasiado pobre; se tiene reportada una presión inicial de 810 psi en la Zona B y 3000 psi en la Zona C.

2.4 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.

Figura 8. Sistema de Levantamiento artificial por bombeo mecánico en el campo colorado.



Fuente: Fotografías tomadas por autores proyecto. **(A)** Sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico. **(B)** Sistema de recirculación de químicos Col 75.

2.5 ACTUALIDAD EN CAMPO COLORADO

Actualmente campo Colorado posee 19 pozos activos, con una producción promedio de 270 BOPD. El campo posee 3 pozos que se encuentran produciendo de manera intermitente a partir de los pozos Col 11, Col 76, y Col 31. Además se están realizando campañas de reacondicionamiento de los pozos con el fin de incrementar la producción del 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.

Tabla 1. Datos básicos de Campo Colorado

Parámetros	Unidad
Espaciamento/pozo	20-30 Acres
Pozos Perforados	75
Pozos Activos	22
Pozos produciendo	19
Pozos Intermitentes	3
Pozos para Reacondicionamiento	14
Producción Reportada /Enero 2013	270 BOPD
Producción de Agua	23 BWPD

Fuente: Autores proyecto

2.6 PROBLEMAS DE DEPOSICIÓN DE ORGÁNICOS EN CAMPO COLORADO

El Campo Colorado desde sus inicios de producción ha presentado problemas de deposición de material orgánico en cada una de las fases de la cadena de explotación (yacimientos, tubería de producción y las facilidades de superficie), este

problema se origina por desestabilización de las fracciones de hidrocarburos del crudo del campo debido a que la deposición de material orgánico está ligada a cambios en parámetros como la presión, temperatura, y composición química del crudo. El material orgánico se puede precipitar y depositar en el medio poroso y/o tuberías de flujo, ocasionando una obstrucción al paso de flujo de fluidos, además de alterar propiedades tales como la permeabilidad, humectabilidad y otras propiedades del fluido. Dichos problemas generan un aumento de costos operacionales y en algunos casos conllevan al abandono de los pozos.

La ingeniera DIANA MILENA PODEVA MALAVAR determinó mediante una investigación las fracciones de hidrocarburos presentes en los depósitos orgánicos provenientes de la tubería de producción de los pozos 25 y 75 del Campo Colorado y encontró que existe un 6,65% en peso de asfaltenos en los sólidos provenientes del pozo Colorado 25 y un 7,35% en peso de asfaltenos para los sólidos provenientes del pozo Colorado 75. Además realizado el cálculo del índice de Inestabilidad Coloidal a partir de los resultados de análisis SARA para los crudos de ambos pozos se encontró valores del IIC de 1,62 para el Colorado 25 y 1,60 para el Colorado 75, lo cual indica que los crudo son inestables ($IIC > 0,9$) y con un pequeño cambio de temperatura y presión los asfaltenos en solución en el crudo tienden a aglomerarse y a precipitar junto con el material orgánico. ^[30]

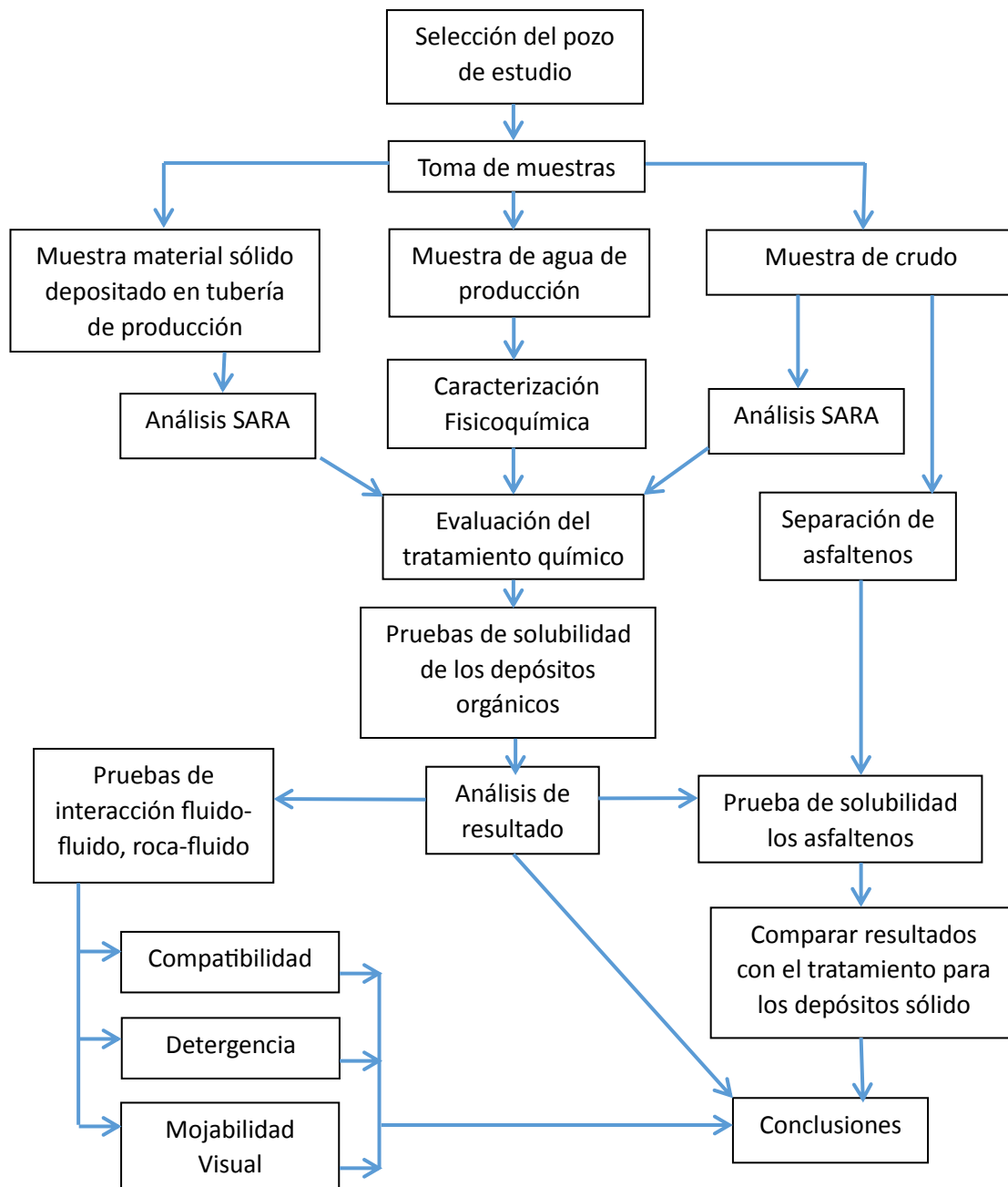
La declinación en la producción en los pozos del Campo Colorado se promedia en un 15% anual. Esta declinación es posible por factores tales como el detenimiento o no efectividad del método de levantamiento artificial, la reducción del índice de productividad, el incremento del daño a la formación como resultado de cambios físicos en los alrededores de la cara del pozo causantes de la deposición de parafinas y/o asfaltenos o por la acumulación de arena, lodo o ripios, o por cambios en la presión en las proximidades de la cara del pozo, GOR, % de agua u otras condiciones de yacimiento. ^[31]

Para la mitigación del problema de deposición de material orgánico en los pozos de Campo Colorado se han implementado distintas metodologías y tratamientos dirigidos al manejo de parafinas, pero estos en algunos casos son costosos y dan una solución temporal al problema de obstrucción.

3. METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO EXPERIMENTAL

La metodología experimental desarrollada en el proyecto se esquematiza en la figura 9.

Figura 9. Metodología experimental desarrollada en el proyecto.



3.1 SELECCIÓN DEL POZO CANDIDATO A MUESTREO.

Para llevar a cabo el muestreo de fluidos y sólidos orgánicos en Campo Colorado se llevó a cabo un estudio que permitiera seleccionar un pozo candidato para el muestreo el cual cumpliera con una serie de parámetros que indicaran su disponibilidad y cumpliera con los requerimientos para este estudio. La información a analizar por pozo es la siguiente:

- **Pozo en producción:** Debido a que el tratamiento químico se debe recircular con el pozo en producción (unidad de bombeo mecánico encendida) y a que se debe llevar un control de producción antes, durante y después de la aplicación del tratamiento es fundamental que el pozo cumpla con este criterio de selección.
- **Estado de las facilidades de superficie:** Criterio clave puesto que el pozo debe contar con un sistema de recirculación de químicos que permita inyectar el tratamiento.
- **Arena productora:** El pozo debe presentar producción de una sola arena productora.
- **Corte de agua:** la presencia de una cantidad considerable de agua podría afectar la solubilidad del tratamiento, estos efectos en muchos casos son desconocidos y deben ser sometidos a estudios más detallados.
- **Estado de la bomba y válvulas en fondo de pozo:** el estado de la bomba y de las válvulas en fondo de pozo debe estar en las mejores condiciones de operación con el fin de evitar cálculos erróneos al momento de evaluar el funcionamiento del tratamiento.

- **Severidad del problema de asfáltenos y precipitación de orgánicos:** con el fin de analizar la efectividad del tratamiento, es importante seleccionar un pozo en el cual se considere la alta posibilidad del problema de deposición de orgánico.
- **Estado de la vía de acceso al pozo:** el desplazamiento del personal y del tratamiento químico hasta el pozo se debe realizar de forma segura, por lo cual se recomienda que las vías de acceso al pozo este en buenas condiciones.

Todos los parámetros anteriores son de gran importancia en la medida que se están evaluando los pozos, sin embargo hay parámetros más representativos que otros, a continuación se ordenan estos en función de su importancia en el criterio de selección del pozo:

- A. El pozo debe estar en producción.
- B. Pozo con severidad del problema de deposición de orgánicos.
- C. Pozo con un bajo corte de agua en la producción, preferiblemente 0%.
- D. Flujo de crudo de una sola arena productora.
- E. Buen estado de las facilidades de superficie.
- F. Buen estado de las bombas y válvulas en el fondo del pozo.
- G. Vía de acceso al pozo en buenas condiciones.

En función del orden anterior se seleccionó el pozo adecuado para evaluación de un tratamiento químico para remover asfáltenos. El pozo Colorado 40 fue el candidato entre la población de pozos activos del Campo. Aspectos significativos del mismo muestran que el pozo tiene el potencial de aportar fluidos a superficie por medio de unidades de levantamiento artificial y disponen de facilidades en condiciones para recircular los tratamientos químicos.

Según reportes anteriores el pozo Colorado 40 ha reportado problemas de deposición de material sólido en la tubería de producción. Hasta el momento no se han realizado estudios sobre las características de los sólidos orgánicos e inorgánicos de este pozo como de igual manera no se ha comprobado la efectividad de un tratamiento químico para remover asfaltenos a nivel de la columna de producción del mismo. Uno de los puntos importantes para la selección del pozo Colorado 40 es la disponibilidad de obtener muestras frescas de solido de la tubería de producción, ya que recientemente en el mes de mayo de 2012 se realizó un trabajo de varilleo donde se extrajo tubería obstruida con material sólido. De igual forma se puede obtener una muestra de crudo proveniente de la arena productora C del Campo Colorado.

3.1.1 Datos básicos del pozo Colorado 40. El pozo Colorado 40 fue rehabilitado y puesto en marcha con un sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico en el año 2011. Este pozo produce un crudo de gravedad API de 31,2 y su producción desde entonces se mantiene con algunas variaciones. Uno de los problemas principales del pozo es la deposición de material orgánico debido a la disminución de la presión y temperatura, y variación de la composición (por fenómeno de deposición y liberación de gas) del fluido producido. Esto ha generado la necesidad de mitigar y resolver en alguna medida la deposición del material orgánico. Algunos datos generales del pozo Colorado 40 se pueden observar en la tabla 2.

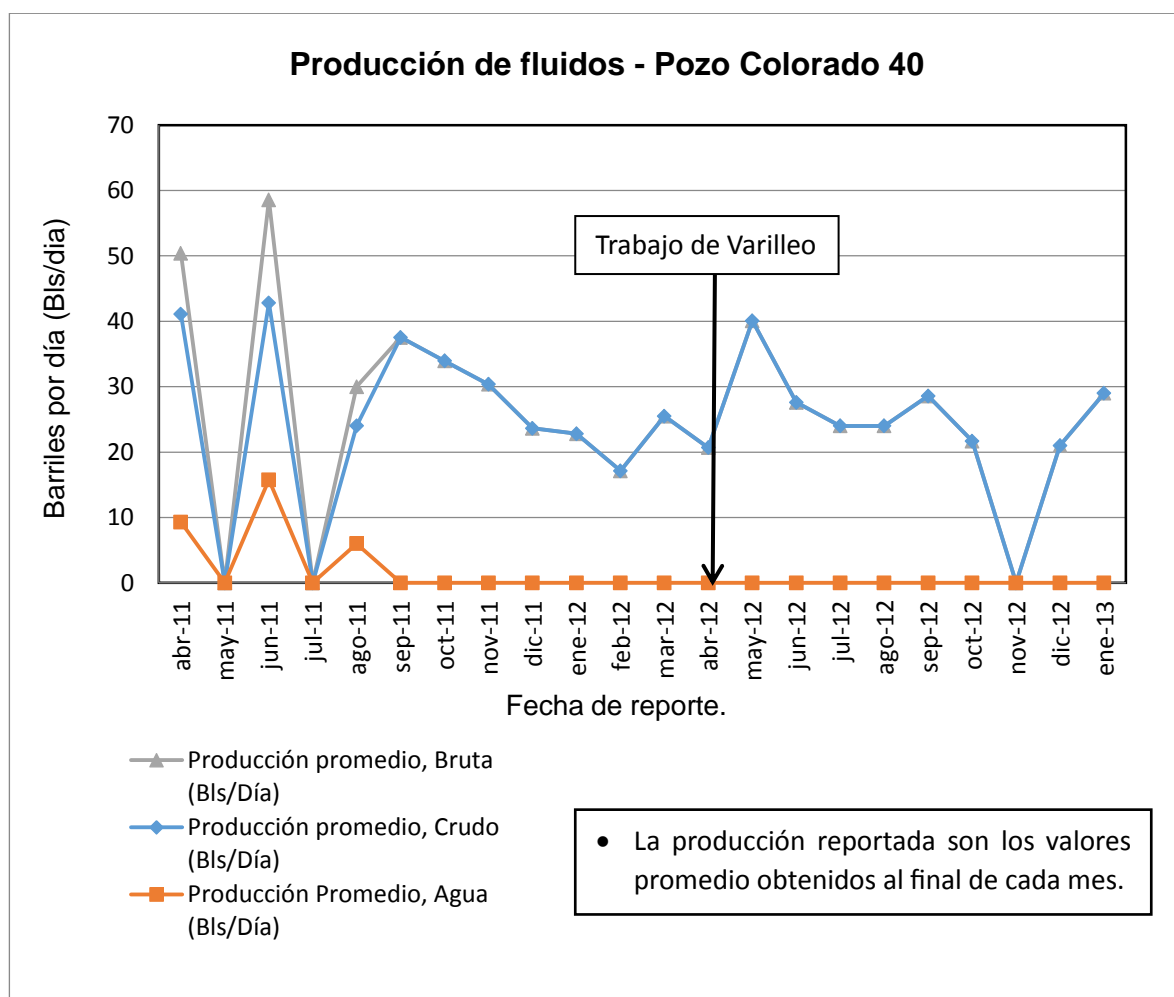
Tabla 2. Descripción del Pozo Colorado a Evaluar

POZO	BLOQUE	PROFUNDIDAD PROMEDIO (ft)	INTERVALO ABIERTO. (ft)	ARENAS PROD.	API (AÑO 2012)	TEMP. YACIMEINTO (°F)	RETOMA PROD.
Col 40	IV	6223	3720-6178	C	31,2	175	2011

Fuente: Campo Escuela Colorado, Febrero de 2013

La producción de crudo del pozo Colorado 40 es de gran importancia debido a que su capacidad se ha mantenido en un promedio superior a 20 barriles por día desde su apertura en 2011. En la figura 10 se muestra la producción del pozo Colorado 40 en el periodo de tiempo comprendido entre Abril de 2011 y Enero de 2013.

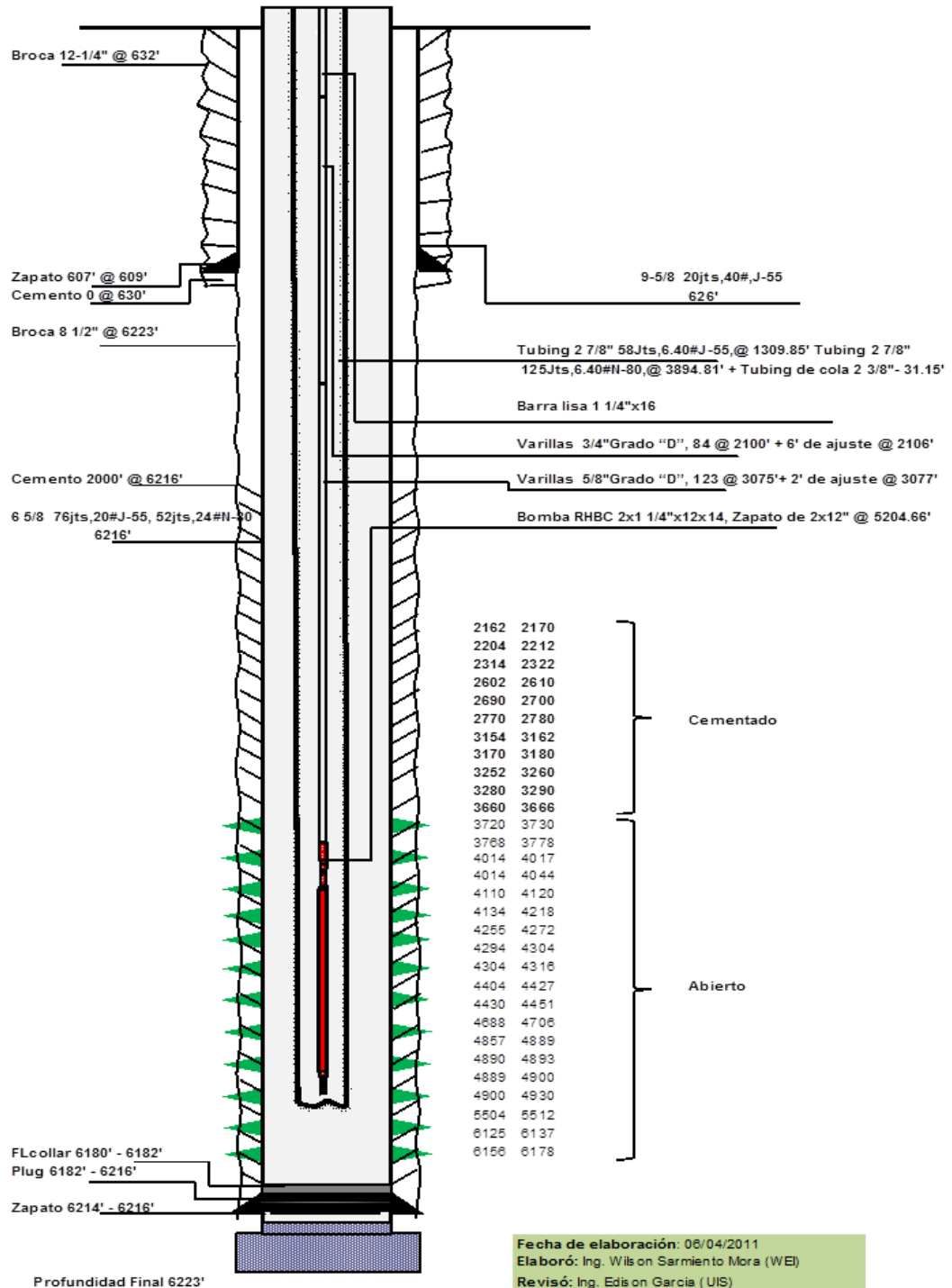
Figura 10. Producción de fluidos del pozo Colorado 40.



Fuente: FONSECA José. Ingeniero de producción, Campo Escuela Colorado (Enero de 2013).

En la figura 11 se presenta el estado mecánico del pozo Colorado 40.

Figura 11. Estado mecánico del pozo Colorado 40.



Fuente: FONSECA José. Ingeniero de producción, Campo Escuela Colorado (Enero de 2013).

3.1.2 Toma de muestras base de estudio. Los materiales de estudio para el desarrollo del procedimiento experimental fueron los siguientes: Muestra de fluidos (Crudo del pozo 40, Agua de producción del pozo 75 de la arena C, este último debido a que el corte de agua del pozo 40 es reportado como (0 Bls/mes)), Muestras Sólidas de depósito orgánico representativo (Tomadas de la tubería de producción del pozo Colorado 40), Arena-grava para la elaboración de plug.

3.1.3 Características fisicoquímicas del crudo. Las propiedades fisicoquímicas evaluadas para la caracterización de la muestra de crudo del pozo Colorado 40 se realizaron con la intención de conocer por medio de diferentes análisis las fracciones presentes en el crudo y algunas propiedades físicas del mismo.

3.1.3.1 Análisis SARA. Esta análisis permite conocer una aproximación del balance químico existente entre fracciones del crudo (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos). Esta prueba se realizó en el laboratorio de cromatografía de la Universidad Industrial de Santander con base en las normas ASTM D6560, ASTM D1319 y ASTM D2549.

3.1.3.2 Separación de asfaltenos a partir del petróleo crudo. Conocidos los resultados del contenido total de asfaltenos en el crudo por análisis de las fracciones SARA, se llevó a cabo un procedimiento para la obtención de asfaltenos a partir del petróleo crudo con el uso de un solvente alifático conocido como N-heptano esto basado en la norma ASTM 2007-80 en donde se realizó la modificación del uso de N-pentano como agente precipitante. Esta separación se llevó a cabo con el fin de realizar una prueba de laboratorio para verificar y determinar el tiempo requerido por el tratamiento químico seleccionado para disolver los asfaltenos y comparar los resultados con la velocidad de disolución de los sólidos orgánicos a los cuales se le aplica el tratamiento.

3.1.4 Análisis composicional del material orgánico sólido. La muestra de material orgánico caracterizada al igual que la muestra de petróleo crudo fue sometida a un minucioso análisis SARA mediante las normas ASTM D6560, ASTM D1319 y ASTM D2549 para la determinación de las familias de hidrocarburos presentes. Esto permitió conocer el tipo de material orgánico causante de problemas de obstrucción en la tubería de producción del pozo Colorado 40.

3.1.5 Análisis composicional del agua de producción. La muestra de agua de producción tomada del pozo Colorado 75 que drena la arena productora C al igual que el pozo Colorado 40, fue seleccionada como muestra representativa del campo debido a que el pozo Colorado 40 no presenta producción de agua apreciable (0 Bls/día). Esta muestra fue sometida a una caracterización fisicoquímica por medio de procedimientos de titulación y observación de aspectos físicos. En la tabla 3 se describen algunas pruebas:

Tabla 3. Algunas pruebas para caracterización del agua de producción.

PH	El termino pH es usado para expresar la concentración de iones de hidrógeno en una solución acuosa. Y puede determinarse por medio del uso de un medidor de pH.
Alcalinidad	Permite conocer la capacidad del agua para reaccionar con un ácido.
Concentración de Cloruros	Permite conocer el contenido de iones Cl^- de agua y medio de un cálculo se logra obtener la cantidad de sales en del agua de formación. Es determinada por medio de titulación con una solución de nitrato de plata y con indicador cromato de potasio.
Dureza del agua	Con esta prueba se determina la cantidad de iones Ca^{+2} y Mg^{+2}
Contenido de sólidos	Con el fin de ver la capacidad que tiene el agua de mantener sólidos en suspensión.
Conductividad	Esta prueba permite conocer la conductividad eléctrica que presenta el agua del Campo Colorado.

Fuente: Autores Proyecto

3.2 DISEÑO DEL TRATAMIENTO QUÍMICO

Para la aplicación de un tratamiento químico en el Campo Escuela Colorado capaz de remover los depósitos de asfaltenos presentes en el sistema de producción, es necesario realizar una correcta selección en el tratamiento químico que lo hagan eficaz, fácil de aplicar y viable económicamente. Para la selección del tratamiento se tuvo en cuenta los antecedentes del tratamiento químico para remoción de asfaltenos aplicados alrededor del mundo. En la tabla 4 se muestra un pequeño resumen de algunos planteamientos obtenidos a partir de resultados en la disolución de asfaltenos por sus autores.

Tabla 4. Planteamiento realizados por algunos autores para la remoción de los depósitos de asfaltenos en líneas de flujo y tuberías de producción.

Autores	Descripción
S. T. Dubey and M. H. ^[13] Waxman (1991)	Plantean el uso de solventes aromáticos para eliminar los depósitos de asfaltenos en líneas de flujo y tubería de producción.
L. Barberis Canonica, A. Del Bianco, G. Piro, F. Stroppa, C. Carniani, and E. I. Mazzolini ^[14] (1994)	Observaron que disolventes aromáticos como el benceno y los naftalenos poseen un buen funcionamiento en la disolución de los depósitos de asfaltenos. Sin embargo otro estudio mostraron l 1-metilnaftaleno genera mejores resultados que el disolventes, tolueno en cuanto a la cantidad de asfaltenos disueltos y la velocidad de disolución.
S. R. King and C. R. Cotney ^[16] (1996)	Plantea el uso de aceites desasfaltados con un alto contenido aromáticos como una alternativa de bajo costo.
A. Del Bianco and F. Stroppa. M. B. Lawson and K. J. ^[18] (1997)	Afirman que los disolventes aromáticos con un 3-10% adicional de quinolina e isoquinolina, mejoran las tasas de disolución asfaltenos. Otra patente afirma que la adición de benzotriazol y el disolvente aromático mejora el rendimiento.
L. Minssieux ^[19] (1998)	Plantea que un disolvente de hidrocarburo aromático puede ser empleado en combinación con un codisolvente polar. Dicha mezcla aumenta el poder de disolución del xileno, empleado como disolvente básico, y el aumento de la desorción de asfaltenos de las superficies minerales de depósitos orgánicos.

Tabla 4 (Continuación)

J. Curtis ^[21] (2003)	Expone que disolventes aromáticos a base de terpeno, son mejores para la salud, seguridad y ambiente, en comparación con perfiles de disolventes aromáticos. Estos se han empleado en Italia, pero su capacidad de disolución es limitada.
S. Lightford, E. Pitoni, F. Arnesi, and L. Mauri ^[22] (2006)	Muestra como la adición a los disolventes orgánicos de asfaltenos en presencia de un potenciador mejora su rendimiento. Así, el estudio concluyó que el tolueno con un 2% en peso en solvente mutual mejoró la disolución de sólidos de asfaltenos en comparación con solo tolueno.
W. Abdel Fatah, Sapescio, and H.A. Nasr-El-Din ^[24] (2008)	Fue un tratamiento diseñado a nivel de laboratorio para mejorar la productividad de 4 pozos petroleros, empleando xileno y HCL para la disolución de asfaltenos y para la disolución de carbonatos presentes en la cara de la formación. Se tuvieron un resultado satisfactorio
C. Ijogbemeye Oseghale and F.O. Ebhodaghe. ^[25] (2011)	Realizan un estudio de la solubilidad de los asfaltenos usando tolueno, diésel y una mezcla entre ellos. Determinaron que no es necesario tener altas concentraciones de tolueno en diésel para tener una buena velocidad de disolución de los asfaltenos.
Lira Jg. Narváez C. Herrera M. Palacios C. Paz C. Reyes S. Lopez V. Hernandez D. Hernandez D. Cienfuegos A. ^[26] (2012)	Plantea que los solventes más utilizados para disolver asfaltenos incluyen aceite caliente, diésel, xileno, nafta, tolueno y di sulfuro de carbono. La adición de un 10% de volumen de un solvente mutual en la mezcla de un disolvente aromático y aceites desasfaltados incrementó la velocidad de disolución para algunos asfaltenos.
Ali A. Al-Taq, Saleh M. Abou Zeid, Habeeb H. Al-Haji, Jaffar A. Saleem, Saudi Aramco ^[27] (2013)	Es un estudio de distintas formulaciones para tratamientos químicos compuestos por xileno, diésel, solvente mutual y/o surfactantes, aplicado a un material sólido orgánico. El tratamiento mostró una buena respuesta de disolución cuando interactuó con el depósito sólido y con los asfaltenos por separado.

Fuente. Autores proyecto.

Según la tabla 4 se observa que los tratamientos más efectivos se encuentran constituidos principalmente por componentes aromáticos, pero su aplicabilidad debe ser cuidadosa y se debe realizar las mínimas veces posible debido a costos y efectos de toxicológicos de estas sustancias. Los solventes orgánicos con los que más se ha trabajado alrededor del mundo para la remoción de este tipo de depósitos son el Tolueno y Xileno, obteniendo el segundo una mejor respuesta al

interactuar con el material orgánico depositado, ya que además de disolver asfaltenos por su naturaleza tienen la capacidad de disolver otras fracciones de hidrocarburos. Un aspecto importante del Xileno es su alta tasa de solubilidad de asfaltenos y una excelente capacidad de disolución. El uso de un aceite desasfaltado es una alternativa que funciona como dispersante de los asfáltenos debido a las largas cadenas de hidrocarburos que presentan. Estas características convierten a un tratamiento químico compuesto por un solvente aromático y aceite desasfaltado en una alternativa económicamente viable para la remoción de asfaltenos en tuberías de producción y líneas de flujo.

Por las razones anteriores se decidió seleccionar un tratamiento químico compuesto por un componente aromático que es el Xileno para la disolución de asfaltenos y un aceite desasfaltado que es el Diésel B2 (Conocido comúnmente como ACPM) que actúa como dispersante. Ambos compuestos están disponibles en el mercado Colombiano y son producidos principalmente en la refinería de Barrancabermeja

Seleccionado el tratamiento base de estudio se decidió plantear una formulación dirigida a solucionar el problema de obstrucción al flujo en tubería de producción de los pozos Campo Colorado. Con el objetivo de realizar una correcta experimentación en la evaluación del tratamiento químico seleccionado, se hizo necesario elaborar una serie de ensayos de laboratorio basados en la norma API RP- 42.

3.2.1 Evaluación del tratamiento químico Las pruebas desarrolladas para la evolución del tratamiento químico están presentes en la tabla 5.

Tabla 5. Pruebas para evaluación del tratamiento químico.

Fluido evaluado	Pruebas realizadas
Tratamiento Químico	<ul style="list-style-type: none">• Compatibilidad entre el tratamiento químico y el crudo Colorado 40.• Compatibilidad entre el tratamiento químico y el agua de producción.
	<ul style="list-style-type: none">• Mojabilidad visual y detergencia mediante el empleo de arena.
	<ul style="list-style-type: none">• Capacidad de disolución entre el tratamiento químico y el deposito sólido orgánico presente en la tubería de producción del pozo colorado 40

Fuente. Autores proyecto.

3.3 PRUEBAS PARA EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO.

A nivel de laboratorio se realizaron las pruebas de la tabla 5 las cuales permitieron conocer el comportamiento del tratamiento químico seleccionado frente a las condiciones del pozo en estudio, estas pruebas son de 3 tipos: Prueba para evaluación fluido-fluido; pruebas de evaluación de interacción roca-fluido y prueba de interacción sólido orgánico-fluido.

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. También cabe aclarar que algunos procedimientos de laboratorio basados en algunas normas tuvieron algunas modificaciones con fines de garantizar la integridad de la salud en el laboratorio donde se realizaron las pruebas.

3.3.1 Pruebas para evaluación de interacciones fluido-fluido. Estas pruebas se realizan con el objetivo general de observar las interacciones del tratamiento químico y los fluidos presentes en la producción de un pozo de petróleo. A continuación se muestran algunas pruebas de carácter general:

3.3.1.1 Solubilidad y Compatibilidad. Estas pruebas se realizan con el fin de determinar si los aditivos del tratamiento son solubles entre sí, o si por el contrario hay formación de precipitados, turbidez o 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, se efectúa para obtener 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 interface 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 o interface puede generar emulsión y en el escenario de la inyección de fluido en el pozo, precipitados a nivel de los poros de la formación.

3.3.2 Prueba de compatibilidad sólido orgánico-tratamiento químico. Este procedimiento permite determinar la compatibilidad del fluido de evaluación vs material sólido de depósito. La medición de la compatibilidad entre fluido y material sólido depositado se basa en la observación de variaciones físicas presentes en el tratamiento y en la evaluación de la disolución del material de depósito orgánico con el tratamiento.

3.3.3 Pruebas de compatibilidad formación productora-tratamiento químico. Estas pruebas se realizan para determinar los efectos que induce la aplicación de un tratamiento químico en la formación productora y poder predecir los posibles daños y/o beneficios que pueda generar.

3.3.3.1 Prueba de 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.

El uso Varsol como fluido representativo del crudo es utilizado debido a la facilidad de este de permitir la observación de los granos de arena que pasan a través de la fase oleosa y así determinar la tendencia de la arena a ser mojada por agua, aceite o una mojabilidad mixta.

3.3.3.2 Prueba de detergencia. Con esta prueba se busca determinar la capacidad de limpieza del tratamiento y la mojabilidad que induce el mismo en la formación productora.

3.4 PRUEBAS DE DISOLUCIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO

Esta prueba consiste en someter a una interacción entre las muestras sólidas y las diferentes concentraciones de tratamiento químico establecidas previamente. En este caso se planteó una evaluación cualitativa del porcentaje de disolución. El objetivo final de la aplicación de estas pruebas es determinar que tanto se ve afectado la aplicación del tratamiento químico Xileno en Diésel a depósitos sólidos orgánicos, bajo diferentes condiciones de concentración de la mezcla química y masa del sólido. Esto nos permite conocer los cambios en la solubilidad de los

sólidos orgánicos al variar los diferentes escenarios de aplicación del tratamiento químico. Conocidos los resultados de las pruebas se realizó un análisis adicional donde se evaluó la efectividad del tratamiento químico más prometedor para disolver asfaltenos separados del petróleo crudo y realizar un comparativo entre la solubilidad de los sólidos orgánicos y asfaltenos. Estas pruebas están basadas en un procedimiento para la disolución de asfaltenos en un tratamiento químico compuesto por tolueno y diésel, encontrado en la literatura en el paper ^[25] titulado “Asphaltene deposition and remediation in crude oil production, solubility technique” por autoría de por C. IJOGBEMEYE OSEGHAE y F.O. EBHODAGHE en el en el año 2012.

El procedimiento que se planteó para este ensayo es el siguiente:

1. Se pesan la cantidad en gramos de material sólido deseada y se adicionan a un frasco de 250ml tapa azul.
2. Se procede a preparar la mezcla de químicos a utilizar, para ello se toman las cantidades requeridas de químicos en una relación de 1:10 (Peso material sólido/Volumen de tratamiento) con ayuda de una jeringa y se adicionan con precaución al frasco donde se encuentra el material sólido a temperatura ambiente y se sella totalmente el frasco con la tapa. Se agita levemente para homogeneizar.
3. Si es requerido elevar la temperatura del frasco con los sólidos y el químico aplicado, se debe realizar en un baño térmico hasta la temperatura deseada (temperatura de yacimiento).
4. Cuando el material sólido se haya disuelto completamente en el tratamiento o por defecto no se tengan cambios en los sólidos no disueltos, se procede a registrar el tiempo de disolución y las observaciones de lo ocurrido.

En la tabla 6 se muestran unas series de pruebas de solubilidad para la evaluación de las distintas formulaciones del tratamiento químico a ser aplicadas al material sólido proveniente de la tubería de producción del pozo Colorado 40.

Tabla 6. Pruebas de capacidad de disolución del depósito orgánico.

Masa del depósito (Gramos)	Concentración (ml de Xileno/100ml de Solución)	Temperatura (°F)	Tiempo de Disolución (Minutos)
10	0	175	
20	20	175	
15	20	175	
10	20	175	
5	20	175	
20	50	175	
15	50	175	
10	50	175	
5	50	175	
20	80	175	
15	80	175	
10	80	175	
5	80	175	
10	20	86	
10	50	86	
10	80	86	

Luego de haber realizar las pruebas de solubilidad del depósito sólido con las distintas formulaciones del tratamiento químico, se procedió a seleccionar la proporción de combinación más favorable tanto técnica como económica en cuanto a costo de la mezcla de químicos. Con este tratamiento seleccionado se realizó una nueva prueba de solubilidad con solo asfaltenos, para determinar el tiempo de disolución de los asfaltenos en el tratamiento y compararlo con los resultados obtenidos en las pruebas de solubilidad con los sólidos orgánicos. Para esta prueba se utilizara un 1 gr de asfaltenos separados a partir del crudo

mediante la norma ASTM 2007-80 donde nuestra principal modificación es el uso de n-heptano reemplazando el precipitante estándar n-pentano. La prueba de disolución de asfaltenos será comparada con una los resultados obtenidos en la disolución de 1 gramo de material sólido.

4. PRUEBAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA DEL CRUDO

La caracterización de fluidos es un procedimiento que debe realizarse periódicamente, ya que las propiedades de los fluidos no son estáticas. El crudo del colorado 40 presenta una gravedad API (>30) lo cual lo ubica como un crudo de naturaleza liviano, de acuerdo a su composición es crudo de naturaleza parafinica.

4.1.1 Análisis SARA. La preparación de las muestras se llevó a cabo con base en las normas ASTM D6560, ASTM D1319 y ASTM D2549, para la precipitación de los asfaltenos de la muestra (1 g) la muestra fue sometida a reflujo con n-pentano y posteriormente se realizó la separación de los maltenos por cromatografía líquida de elución, empleando diferentes gradientes de polaridad hexano: acetato de etilo, para obtener las diferentes fracciones de hidrocarburos saturados, aromáticos y resinas. En la tabla 7 se presentan los resultados obtenidos para las fracciones que componen el crudo del pozo Colorado 40. Esta prueba se realizó en el laboratorio de Cromatografía de la Universidad Industrial de Santander.

Tabla 7. Porcentajes de fracciones SARA presente en la muestra de crudo del pozo Colorado 40.

Muestra	Fracciones, % (p/p)*				
	Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfaltenos	Volátiles
Crudo Colorado 40	59,3	11,4	7,5	9,7	12,1
* Promedio de dos mediciones					

Fuente. Laboratorio de Cromatografía de la Universidad Industrial de Santander.

Las fracciones del análisis SARA se encuentran directamente relacionadas con otras propiedades fisicoquímicas. El crudo del pozo Colorado 40 presenta un grado API de 31.2, lo cual indica un petróleo liviano con alto contenido de componentes livianos como se observa en la tabla 7. También se logra apreciar que existe una presencia alta de asfaltenos y resinas indicativo de su color oscuro.

Comparando los resultados mostrados en la tabla 8 con los datos de análisis SARA realizados a otras muestras crudo de otros pozos de Campo Colorado en una investigación por ingeniera DIANA POVEDA MALAVER en el año 2009, se pueden apreciar una variación significativa en los resultados del análisis realizado a muestras de depósitos orgánicos de Campo Colorado como se muestra en la tabla 8.

Tabla 8. Porcentajes de fracciones SARA presente en las muestras de crudo de los pozos Colorado 25 y 75.

Muestra	Fracciones, % (p/p)				
	Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfaltenos	Volátiles
Crudo Colorado 25	61,30	14,33	23,88	0,49	---
Crudo Colorado 75	61,27	26,12	12,32	0,29	---

Fuente. POVEDA M. Diana, Diseño de un tratamiento químico para remover depósitos orgánicos a nivel de la cara de la formación. Aplicación Campo Colorado. 2009. ^[15]

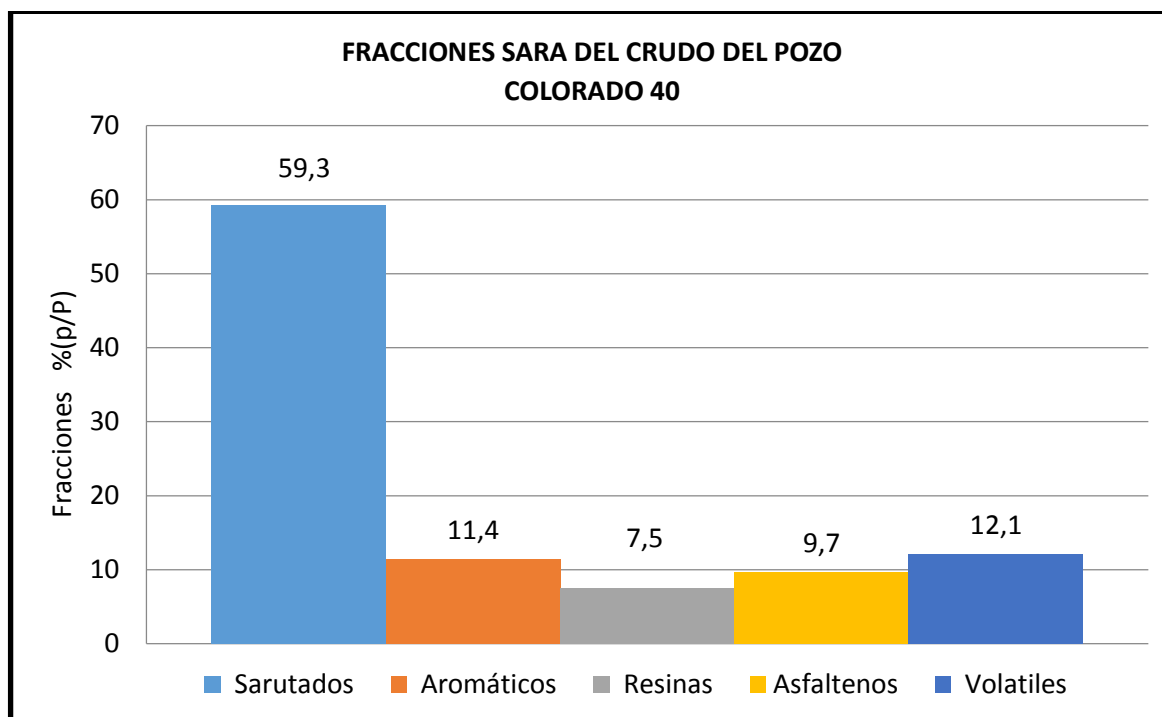
Como se puede apreciar el porcentaje en peso de la fracción de asfaltenos presenta diferencias notables ya que los pozos Colorado 25 y 75 con respecto a la muestra de crudo del pozo colorado 40 presentan una cantidad en %peso de asfaltenos muchísima menor, estos valores se encuentran cercanos a la media

que ha sido reportada como medidas normales para el Campo Colorado. El alto valor del % en peso de asfaltenos obtenida en el análisis SARA del crudo del Colorado 40 se puede deber al procedimiento utilizado para la caracterización de la muestra, ya que durante la separación de asfaltenos de la muestra de crudo del Colorado 40 se utilizó N-pentano para lograr la precipitación de la fracción de asfaltenos del crudo. Se entiende que el uso de n-pentano permite la precipitación de otros componentes adicionales a los asfaltenos presentes en el crudo, lo cual genera que el valor de la fracción de asfaltenos aumente.

Otra gran diferencia es la relación asfaltano-resina presente en los crudos, ya que para los resultados obtenidos en los pozos Colorado 25 y 75 la relación es mayor que la presente en el crudo del Colorado 40. De igual forma causa de la variación de los resultado se puede deber a los químicos empleados para la caracterización de las fracciones SARA.

En la Figura 12 se muestran los resultados del análisis SARA de la muestra de crudo del pozo Colorado 40.

Figura 12. Fracciones SARA del crudo del pozo Colorado 40



Fuente. Autores proyecto.

La figura 12, muestra el alto contenido de hidrocarburos Saturados (n-parafinas, iso-parafinas, cicloparafinas – naftenos) que predominan en los crudos del campo Colorado, seguido de un contenido significativo de componentes aromáticos y asfaltenos.

4.1.2 Separación de asfaltenos a partir del crudo. Los asfaltenos obtenidos a partir de una muestra de crudo de 800 ml utilizando N-heptano basado en la norma ASTM 2007-80 fueron de 1,5 gramos. Esta prueba fue realizada en el Laboratorio de Cromatografía de la Universidad Industrial de Santander.

Según el resultado anterior se puede apreciar que la cantidad de asfaltenos que se obtienen con H-heptano es muchísimo menor que los que se obtienen con N-pentano. Realizando un cálculo aproximado del porcentaje en peso de la fracción

de asfaltenos en el crudo se obtiene un valor de 0,21 en % en peso para el crudo del pozo Colorado 40. Este valor es más cercano con los obtenidos en los resultados de la tabla 8.

4.2 ANÁLISIS COMPOSICIONAL DEL DEPÓSITO SÓLIDO

Los resultados de la caracterización del material sólido permiten conocer las fracciones de hidrocarburos presentes y demostrar la existencia de asfaltenos en el mismo.

4.2.1 Análisis SARA. Los resultados obtenidos en la caracterización muestran que los componentes mayoritariamente presentes en la muestra sólida proveniente del campo Colorado son hidrocarburos saturados (cadenas de alcanos lineales, ramificadas, nafténicas) en la parte orgánica de la muestra. Se determinó que hay presencia de asfaltenos en el depósito orgánico proveniente del pozo Colorado 40 con 15 % en peso. En la tabla 9 se muestran los resultados del análisis SARA realizado a la muestra sólida del Colorado 40. Esta prueba fue realizada en el Laboratorio de Cromatografía de la Universidad Industrial de Santander.

Tabla 9. Porcentajes de fracciones SARA presente en la muestra solida del pozo Colorado 40

Muestra	Fracciones, % (p/p)**				
	Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfaltenos	Volátiles
Sólidos del Colorado 40	57,9**	11,8**	14,6**	15,0**	---
** Los porcentajes de la fracción SARA corresponden a la materia orgánica extraíble de la muestra (correspondiente al 27,5% de la muestra)					

Fuente: Laboratorio de Cromatografía de la Universidad Industrial de Santander.

Comparando los resultados mostrados en la tabla 9 con los datos de análisis SARA realizados a otras muestras sólidas de otros pozos de Campo Colorado por ingeniera DIANA POVEDA MALAVER en el año 2009, se pueden apreciar una variación significativa en los resultados del análisis realizado a muestras de depósitos orgánicos de Campo Colorado como se muestra en la tabla 10.

Tabla 10. Porcentajes de fracciones SARA presente en las muestras solidas de los pozos Colorado 25 y 75.

Muestra	Fracciones, % (p/p)			
	Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfaltenos
Solidos Colorado 25	61,07	14,04	18,25	6,65
Solidos Colorado 75	52,56	16,04	24,05	7,35

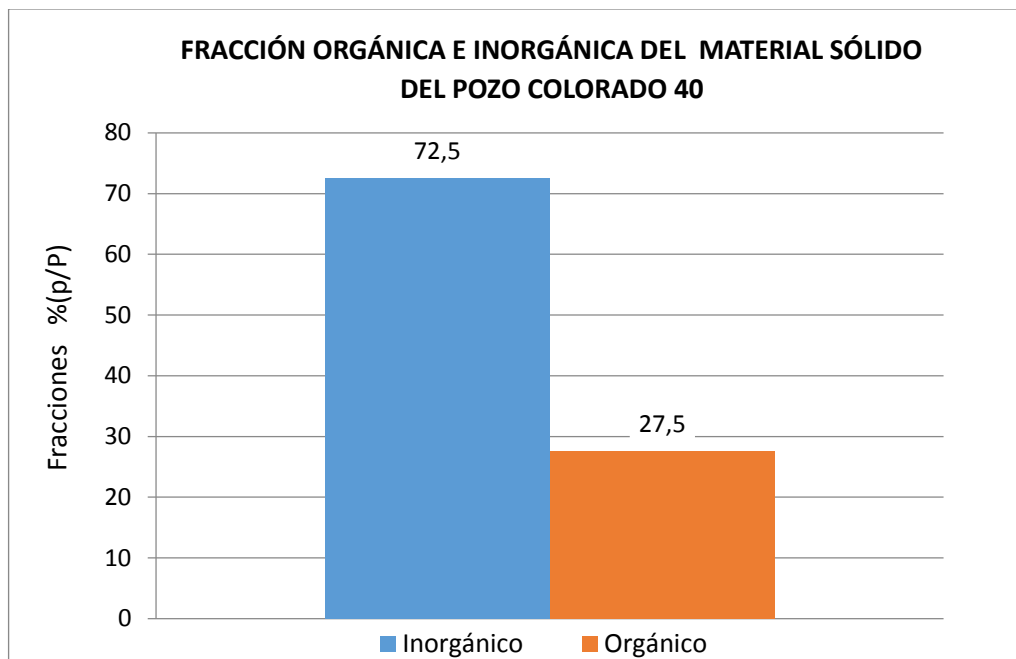
Fuente. POVEDA M. Diana, Diseño de un tratamiento químico para remover depósitos orgánicos a nivel de la cara de la formación. Aplicación Campo Colorado. 2009. ^[15]

Observando los resultados obtenidos en el análisis SARA del material sólido del pozo Colorado 40 se puede ver una cercanía entre los valores de saturados, aromáticos y resinas de los 3 pozos, en cambio se ve una variación significativa en el contenido de asfaltenos en los sólidos del Colorado 40 comparados con el los Colorado 25 y 75.

Uno de los aspectos más importantes reportado en la prueba del análisis SARA realizado a la muestra de sólido del pozo Colorado 40, es que existe un alto porcentaje en peso de material inorgánico en el sólido, lo cual indica que no solo existe precipitación de orgánicos en el pozo Colorado 40 sino que también existe

una problemática de deposición de material inorgánico en la tubería de producción del pozo. En la figura 13 se pueden apreciar los valores de orgánicos e Inorgánicos en la muestra sólida.

Figura 13. Fracción orgánica e inorgánica de la muestra de sólidos depositados del pozo Colorado 40.

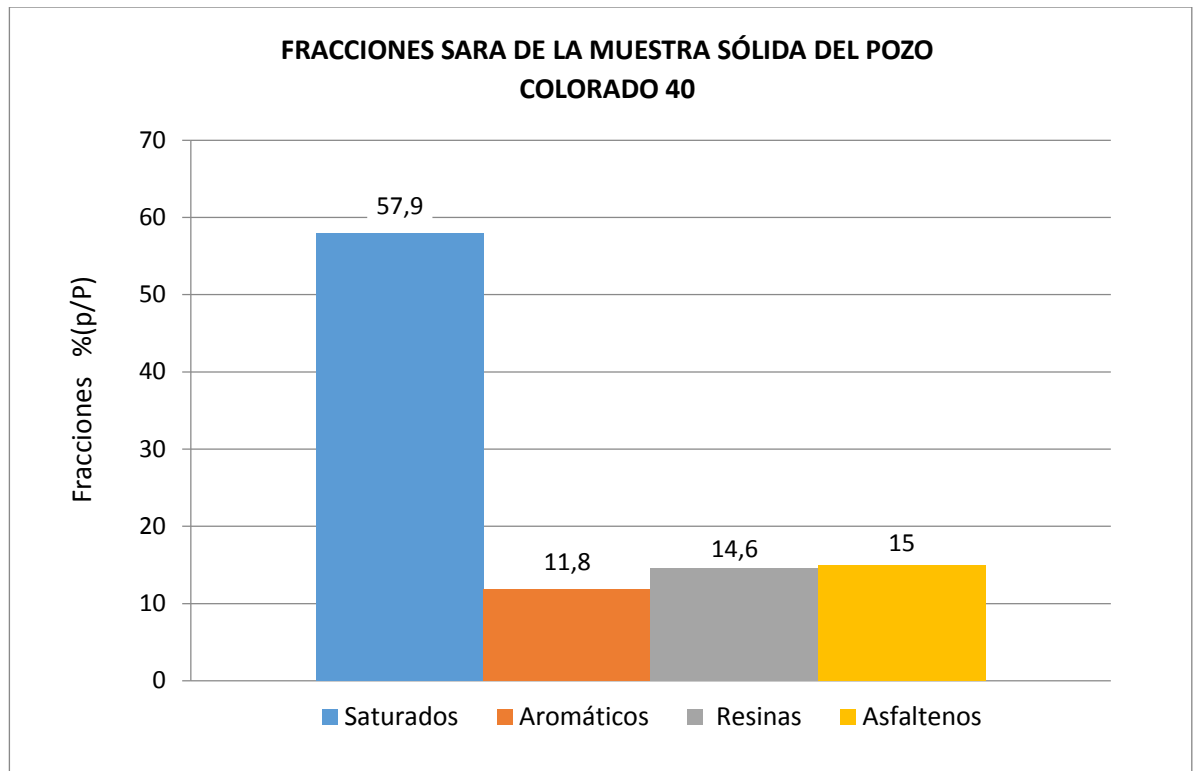


Fuente: Autores proyecto.

Según los resultados de las fracciones orgánicas e inorgánicas del depósito sólido se logra apreciar que existe gran cantidad de componentes inorgánicos los cuales representan un problema de deposición de este tipo de material en la tubería de producción del pozo Colorado 40, inicialmente se esperaba encontrar dominancia del problema de deposición de material orgánico el cual se genera de forma normal en la mayoría de los pozos del Campo Colorado. Este alto porcentaje de material inorgánico indica que el tratamiento químico para remover asfaltenos puede verse influenciado en gran medida su capacidad de disolución y posibilidad del manejo del material inorgánico desconocido.

En la figura 14 se muestran los resultados del análisis SARA del material sólido orgánico.

Figura 14. Fracciones SARA de los sólidos orgánicos del Colorado 40



Fuente. Autores proyecto.

Observando las fracciones SARA del material orgánico de la muestra sólida (figura 14) se determinó que existe precipitación y deposición de asfaltenos en la tubería de producción del pozo Colorado 40, el porcentaje de asfaltenos en la fracción orgánica es de un 15% y representa una cantidad significativa para la aplicación de un tratamiento químico para removerlos.

4.3 CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

El análisis del agua se le realizó a una muestra proveniente del pozo Colorado 75, debido a que el corte de agua del pozo Colorado 40 es de 0 barriles por día, por lo

tanto se requería de agua de producción de un pozo que produzca la misma arena que el pozo en evaluación y sea representativa del Campo. Teniendo en cuenta que los cortes de agua de los pozos del Campo Colorado son bajos, la muestra de agua se tomó directamente de las muestras de crudo. A estas muestras de agua se les realizaron una serie de pruebas para conocer sus propiedades fisicoquímicas, y poder realizar la prueba de compatibilidad con el tratamiento.

4.3.1 Pruebas para determinar características fisicoquímicas del agua. Los resultados de las pruebas de la caracterización del agua de producción de Campo Colorado (Pozo Colorado 75) se muestran en la siguiente tabla 11, estas pruebas fueron realizadas en el Laboratorio de Lodos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Tabla 11. Caracterización fisicoquímica del agua del Campo Colorado

PARÁMETROS							
Muestra	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	NaCl	PH	Cl ⁻	Conductividad	TDS
	mg/L	mg/L	mg/L		mg/L	mS/cm 25°C	g/L
Colorado 75	1658	155	33278	7,83	17520	34,5	3,64

Fuente. Laboratorio de lodos de la escuela de Ingeniería de Petróleos, UIS.

Nota. En la medida del TDS Se tomaron 50 ml de agua de producción en un vaso de precipitado de 250ml debido a que un volumen por encima de este valor se salía de los rangos operacionales del equipo de medición electrónica.

4.4 EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO

El análisis de los resultados de las pruebas de disolución del material sólido proveniente del pozo Colorado 40 permitió conocer la formulación del tratamiento adecuada para la remoción de asfaltenos en el Campo Colorado. Para ello se realizaron las siguientes evaluaciones.

4.4.1 Análisis técnico de los resultados de las pruebas de capacidad de disolución de los sólidos orgánicos. Las pruebas de solubilidad realizadas permitieron conocer los tiempos requeridos a nivel de laboratorio de cada formulación del tratamiento químico para disolver depósitos orgánicos provenientes del pozo Colorado 40, esto facilitó la selección de un tratamiento eficiente, para la remoción de sólidos orgánicos presentes en la tubería de producción. Además se logró identificar los factores más importantes en el proceso de disolución de sólidos orgánicos y la capacidad del tratamiento de mantener en suspensión parte de los sólidos inorgánicos que hacen parte de la muestra del material depositado.

En la aplicación del tratamiento químico se tuvo en cuenta la relación 1:10 (Peso/Volumen), es decir, “un gramo del material orgánico a disolver por cada 10 ml de tratamiento químico”, para la disolución de los sólidos orgánicos en estudio. También se analizó que el tiempo requerido para solubilizar un sólido está en función de variables como la masa (específicamente área de contacto), temperatura y la concentración del tratamiento químico empleado.

Los resultados de las pruebas de laboratorio se encuentran graficados en la tabla 12 y en la figura 15. Estas pruebas fueron realizadas en el Laboratorio de Fluidos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander

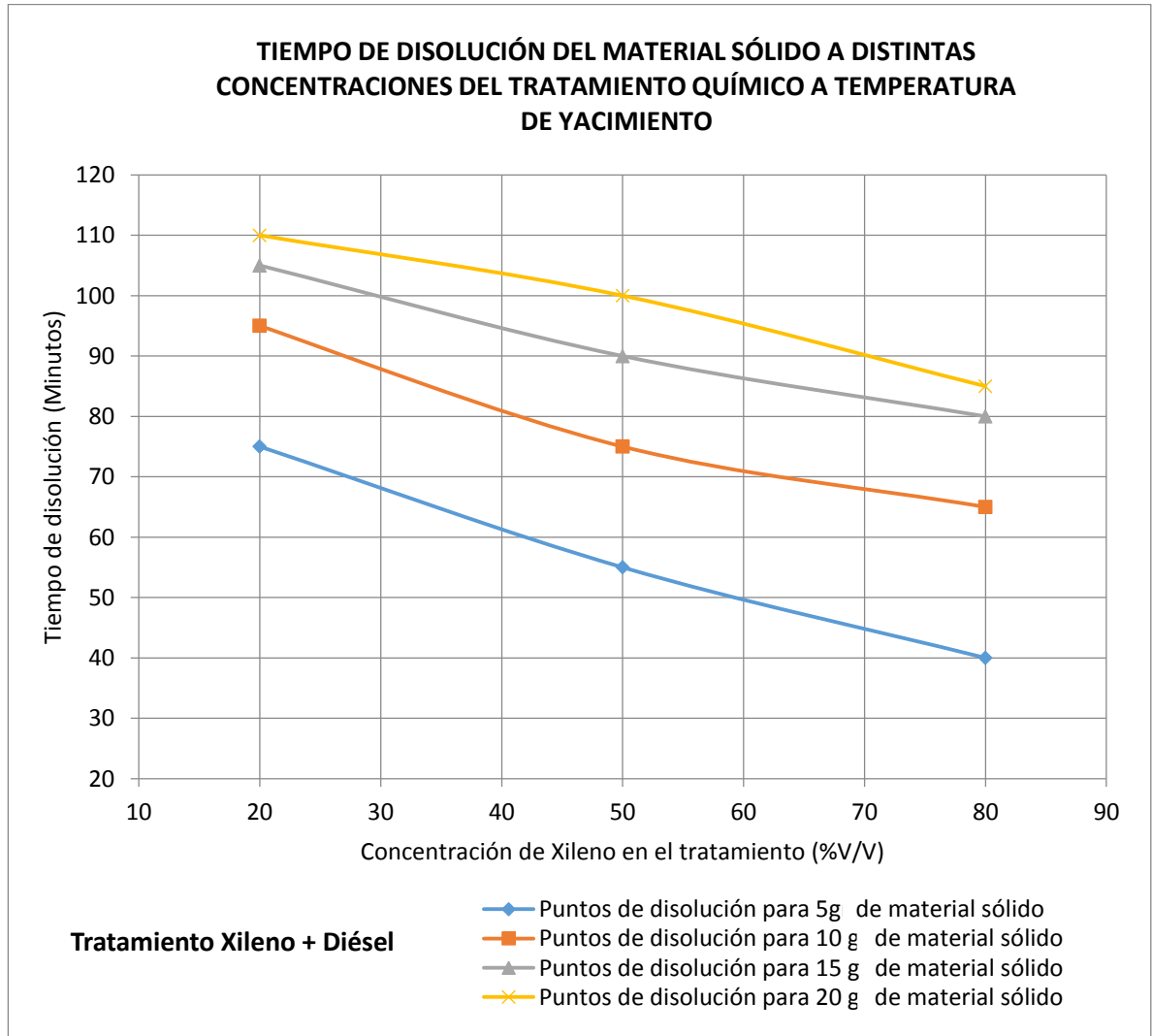
Tabla 12. Resultados de pruebas de laboratorio

Masa de sólido (Gramos)	Concentración de Xileno (%V/V)	Tiempo (Minutos)
5	80	40
5	50	55
5	20	75
10	80	65
10	50	75
10	20	95
15	80	80
15	50	90
15	20	105
20	80	85
20	50	100
20	20	110

Fuente: Autores proyecto

Las pruebas realizadas a temperatura ambiente (86°F) mostraron que las diferentes formulaciones del tratamiento químico no tienen una buena tasa de disolución del material sólido proveniente de la tubería de producción del pozo Colorado 40, ya que luego de 6 horas de exposición de los sólidos al tratamiento no se logró la disolución de gran parte del material de prueba. Por tanto se estima un parámetro de vital importancia en el proceso de disolución de los sólidos es que exista una temperatura elevada cercana a la de yacimiento como lo muestran los resultados de la tabla 12.

Figura 15. Tiempo de disolución del material sólido a distintas concentraciones del tratamiento químico a temperatura de yacimiento.



Fuente: Autores proyecto

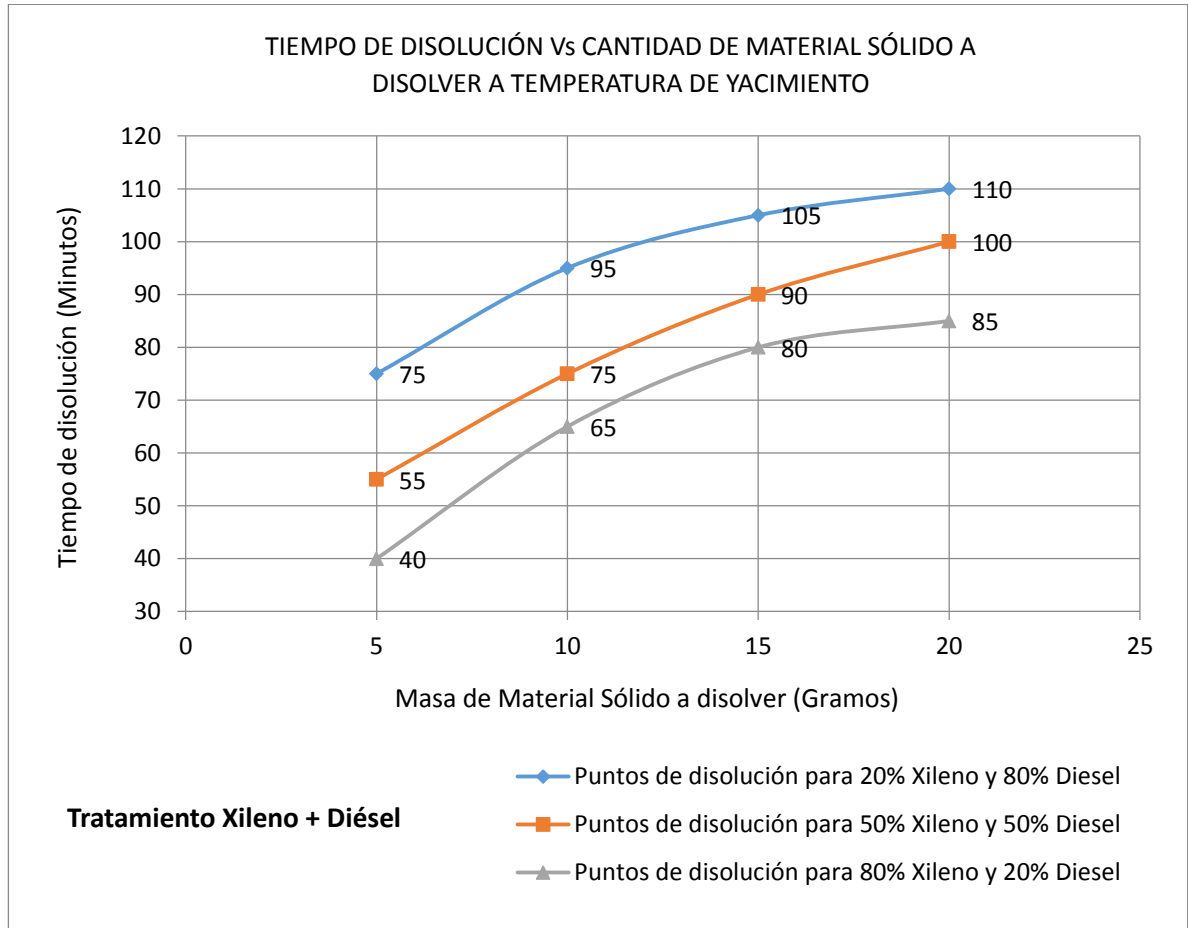
La solubilidad de las muestras de depósitos orgánicos que se recibieron se evaluó bajo diferentes escenarios de concentraciones de solventes. En la figura 13 se puede observar como la solubilidad del depósito orgánico en una mezcla de (20% en volumen de xileno y 80% en volumen de diésel) a 175°F como función del tiempo de disolución fue capaz de disolver 5 g en peso de una muestra de

depósito sólido durante un tiempo de disolución cercano a 75 minutos. Mientras que para una muestra de 10 g la solubilidad del depósito orgánico estuvo en un tiempo de disolución de 90 min.

Los resultados anteriores confirmaron que la solubilidad del depósito aumentó cuando se tiene un aumento en la concentración del componente xileno en el tratamiento, un ejemplo visible es que la concentración en volumen/volumen 80% de xileno y 20% de diésel redujo el tiempo de disolución en 31,5% comparado con la concentración de 20% de Xileno y 80% en diésel V/V para muestras de 10 g de sólidos.

Un aspecto en el proceso de disolución de material sólido es que a medida que hay un aumento de la cantidad de material a disolver el tiempo de disolución aumenta, estos aumentos en masa de material sólido y tiempo de disolución no guardan una relación lineal como se puede apreciar en la figura 16.

Figura 16. Tiempo de disolución vs cantidad de material sólido a disolver a temperatura de yacimiento.



Fuente: Autores proyecto

Como se puede observar en la figura 16, al aumentar la masa del material sólido a disolver manteniendo la relación entre sólidos y tratamiento de 1:10 (Peso/Volumen) los tiempos de disolución aumentan. También se aprecia la tendencia de las curvas de disolución a estabilizarse a medida que aumenta la cantidad de material sólido. Esto debido a que la velocidad de disolución de un sólido está en función del área de contacto y la masa de material a disolver.

Según la tendencia de cada tratamiento químico evaluado se puede observar que las formulaciones compuestas por altos porcentajes en volumen de xileno en diésel presentan una buena capacidad de disolución del material sólido en aproximadamente 2 horas. Comparando estos resultados con el tratamiento de menor concentración en xileno se puede apreciar que los tiempos de disolución no aumentan demasiado para justificar el uso excesivo del componente aromático en el proceso de remoción de material orgánico en los pozos del Campo Colorado.

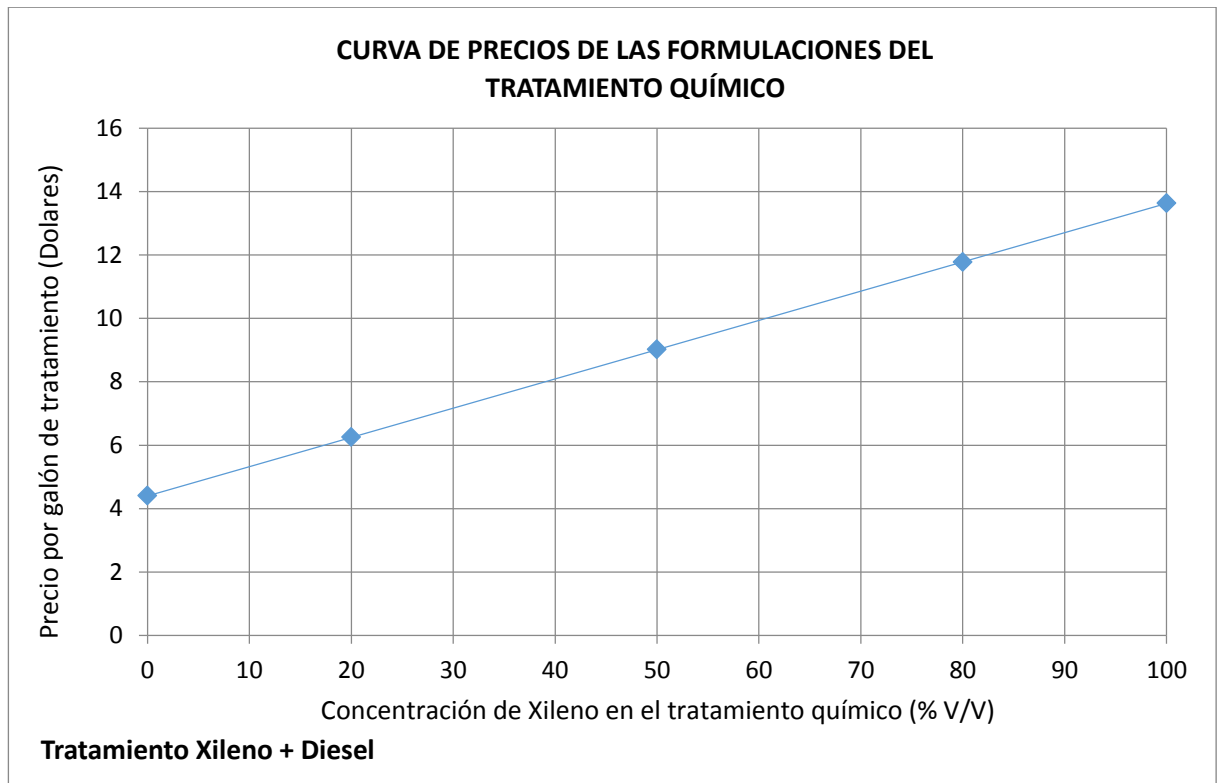
4.4.2 Costos de las formulaciones del tratamiento químico. Una de las variables importantes a analizar son los costos de la compra de los componentes de cada una de las formulaciones de los tratamientos evaluados. Para ello se muestra en la figura 17 una relación entre las concentraciones del tratamiento y el costo por galón del mismo. Es clave aclarar que los tratamientos evaluados tienen la capacidad de disolver el material sólido en más del 90% de su volumen y/o masa en un tiempo de disolución mínimo medido. En la tabla 13 se muestra los precios de las diferentes formulaciones planteadas para el tratamiento químico. El valor del dólar se tomó en 1833,7 pesos, correspondiente al día 29 de abril de 2013.

Tabla 13. Costos de las formulaciones del tratamiento químico

COSTOS DE LAS FORMULACIONES DEL TRATAMIENTO QUÍMICO		
Formulación	Costo/Galón	Costo/Galón
Volumen / Volumen	Pesos Colombianos	Dólares
100% Xileno	25000	13,63
80% Xileno / 20% Diésel	21616	11,78
50% Xileno / 50% Diésel	16540	9,02
20% Xileno / 80% Diésel	11464	6,25
100% Diésel	8080	4,40

Fuentes: Autores proyecto

Figura 17. Precio por galón de las formulaciones del tratamiento químico evaluado.



Fuente: Autores proyecto

En el Campo Colorado normalmente se deben implementar trabajos de limpieza como mínimo cada año para poder mantener la producción y evitar el cierre de pozos, esto es siempre y cuando no se aplique un tratamiento para remover depósitos orgánicos en los pozos afectados. Estos trabajos de limpieza tienen altos costos, pueden estar alrededor de 40 a 50 mil USD dependiendo de los problemas del pozo y de la profundidad del mismo.

Puesto que cada tratamiento químico demostró una buena disolución del material orgánico proveniente de los depósitos en la tubería de producción del pozo Colorado 40 en un tiempo de disolución aceptable se concluyó que la elección del tratamiento químico se debe realizar por el factor económico.

En la tabla 14 se puede apreciar la reducción porcentual del costo del tratamiento químico, tomando como referencia la formulación 80% Xileno y 20% diésel.

Tabla 14. Reducciones en costo del tratamiento.

Concentración de Xileno (% V/V)	Costo (Dólares/galón)	Reducción porcentual en costo (%)	Aumento porcentual en tiempo de disolución (%)
80	11,78	0	0
50	9,02	23,42	21,05
20	6,25	46,94	31,57

Fuente: Autores proyecto

En la tabla 14 se puede apreciar que el tratamiento de 20% en volumen de Xileno en diésel es una buena elección para la remoción de material orgánico en la tubería de producción del pozo Colorado 40, debido a que este tratamiento presenta un tiempo de disolución bueno comparable al tratamiento de mayor concentración de xileno y presenta una reducción en el costo de la formulación con respecto al tratamiento 80% de xileno de un 46,94%, Esta decisión está fundamentada en el hecho que de que a masas grandes el tiempo de disolución de los sólidos a cualquier concentración de xileno en diésel tiene valores similares tal y como se aprecia en la figura 16, lo cual justifica la aplicación de un tratamiento de menor concentración de xileno para disolver grandes cantidades de depósitos orgánicos.

Si en su defecto si se desea disolver pequeñas cantidades de material sólido es conveniente la aplicación de un tratamiento con más alto contenido en volumen

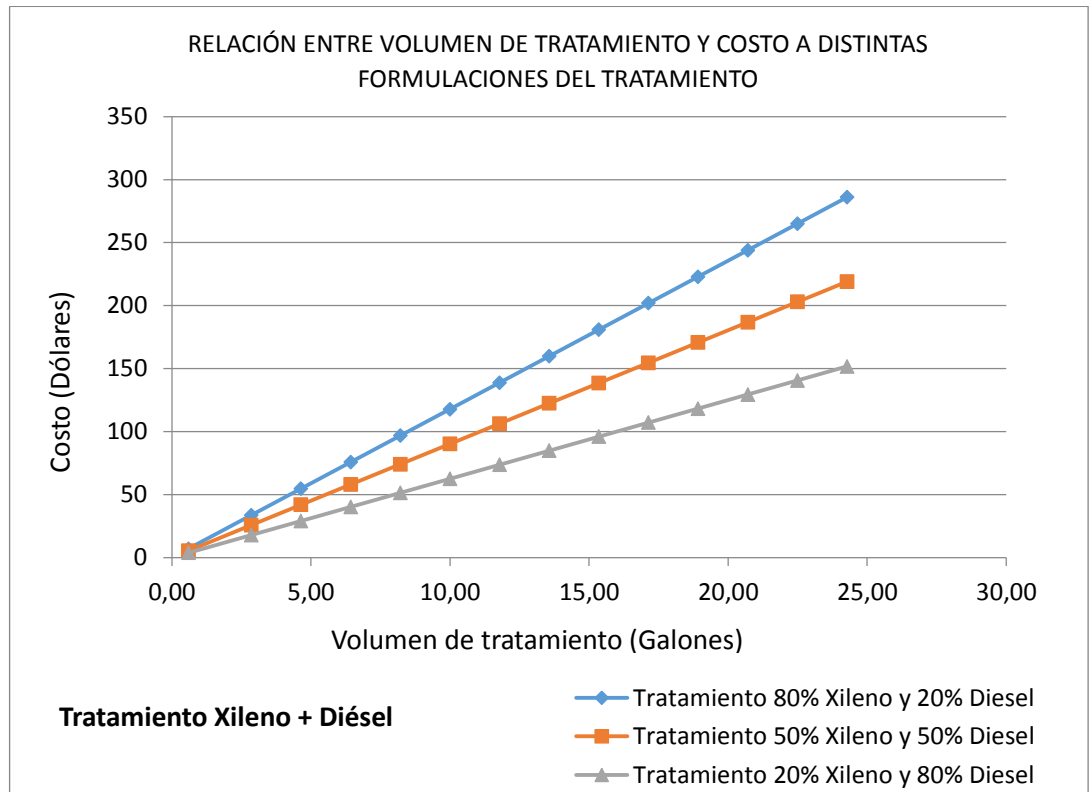
de xileno, gracias a su alta tasa de disolución esta concentración representaría en la figura 16 la concentración de 50% de volumen de xileno en el tratamiento.

Teniendo en cuenta que el pozo Colorado 40 produce en promedio 25 BOPD, y considerando un precio promedio para el barril de crudo de 90 USD/barril, se obtiene una ganancia bruta de 2250 USD por día, a esto se le debe restar el costo de producción del barril, el cual se estima en 20 USD. Por lo que la ganancia neta son de 1750 USD/día aproximadamente.

La aplicación del tratamiento químico en el pozo Colorado 40 se debe llevar a cabo con tiempos de recirculación superiores a 3 y 5 horas, para garantizar la buena disolución del depósito sólido. Durante este procedimiento se generan pérdidas de producción estimada en 364,58 USD aproximadamente, sumado al costo del tratamiento aplicado y el trabajo operativo. Es importante mencionar que el tratamiento químico no está dirigido a una estimulación matricial en la cara de la formación (reducción del daño a la formación) por lo tanto no se espera aumento diferencial en la producción para el pago del tratamiento, debido a como se aprecia en la figura 10 la producción del pozo Colorado 40 suele variar por razones operativas y problemas de obstrucción. El tratamiento químico permite asegurar el flujo del pozo en la tubería de producción y evitar problemas en el equipo de levantamiento artificial instalado.

Para comparar los costos por volumen de cada formulación del tratamiento se plantea evaluar el volumen requerido para disolver masas entre 0,5 y 20 libras de sólidos orgánicos y calcular sus costos. En esta grafica se conserva la relación de 1:10 (P/V) de sólidos/tratamiento. En la Figura 18 se presenta la relación entre volúmenes de tratamiento, formulación y costo del mismo.

Figura 18. Relación entre volumen de tratamiento y costo a distintas formulaciones del tratamiento.



Fuente: Autores proyecto

Como se observa en la figura 18 a medida que existe un aumento en el volumen de tratamiento químico a utilizar los costó crecen linealmente según su formulación, por eso es importante tener en cuenta que para grandes cantidades de material sólido a disolver es necesario el uso de una mezcla de químicos más económica y que permita remover los depósitos sólidos en un tiempo relativamente corto. En este caso la formulación más adecuada es 20% en volumen de Xileno en Diesel.

4.4.3 Resultados de pruebas de interacciones fluido-fluido y roca-fluido. En estas serie de pruebas se pudo comprobar la compatibilidad del fluido de

tratamiento con la formación productora y el los fluidos de producción del pozo Colorado 40. Para estas pruebas se determinó que el tratamiento químico que puede tener la posibilidad de generar algún tipo de cambios o efectos no deseados durante la aplicación de un tratamiento químico en los pozos de Campo Colorado es la concentración de un 20% de xileno en diésel.

4.4.3.1 Prueba de solubilidad. El tratamiento químico planteado para esta prueba es de una formulación de 20% de Xileno y 80%diésel. La prueba deja ver que la formulación es soluble en el crudo a temperatura de formación durante las 2 horas de evaluación. El tratamiento químico se solubiliza completamente debido a que no se presentó separación de fases entre el tratamiento y el crudo, ya que por naturaleza orgánica se solubilizaron, formando una mezcla homogénea de una sola fase.

5.4.3.2 Compatibilidad. Conocida la estabilidad del crudo durante la prueba de solubilidad, se realizó el análisis de la compatibilidad con el agua de formación C del Campo Colorado para observar alguna posible reacción, y se encontró que luego de la interacción de 2 horas del tratamiento químico y agua de producción, no existió cambio alguno en el aspecto de cada una de las 2 fases presentes en la prueba. La interface entre los dos fluidos estuvo bien definida al final de la prueba. También se observó que no existió ninguna formación de precipitados.

4.4.3.3 Mojabilidad Visual. La arena impregnada con la formulación del tratamiento de 20% en volumen de Xileno en diésel, presentó una mojabilidad preferencial por aceite, debido a que al entrar en contacto con la fase la fase aceitosa las partículas de arena tiende a dispersarse, permitiendo su deposición en el fondo de la probeta. Esto se comprueba en la probeta de agua y varsol en relación 1:1 donde algunas partículas de arena se pegaron en las paredes de la probeta en la interface entre agua y varsol. Uno de los posibles factores es debido

a que el aceite diésel esta en mayor proporción que el componente aromático xileno en la mezcla del tratamiento químico.

4.4.3.4 Detergencia. El tratamiento químico evaluado en esta prueba muestra que la arena luego de 1 hora en reposo permanece parcialmente limpia de crudo y se aprecia la presencia de crudo alrededor de algunas partículas de arena.

4.4.3.3 Capacidad de Disolución. En esta prueba se pudo observar que la muestra de material sólido luego de 2 horas de exposición al tratamiento químico en una relación de 1:10 (W/V) a temperatura de yacimiento presenta material de aspecto claro y arenosos en el fondo del frasco de prueba, un indicativo de la presencia de una fracción de material inorgánico presente en las muestras de material sólido en estudio según el análisis composicional de la muestra. Se estimó que la muestra solida tuvo una buena solubilidad siempre y cuando solo se tenga en cuenta el porcentaje de material sólido de naturaleza orgánica.

4.4.3 Pruebas de solubilidad de asfaltenos vs solubilidad de depósito sólido

Esta prueba permite comparar los tiempos de disolución de la mejor formulación de tratamiento químico para disolver depósitos sólidos de la tubería de producción del pozo Colorado 40 con el tiempo de disolución de los asfaltenos que se separaron del crudo. Con ello se busca determinar la efectividad del tratamiento químico para remoción de asfaltenos en las obstrucciones orgánicas que se presentan en el Campo Colorado.









En la Tabla 15 se presentan los resultados de la evaluación de solubilidad de los asfaltenos y del depósito orgánico a 1 gramos de muestra con un tratamiento químico 50% en volumen de Xileno en diésel. A temperatura de 175°F, guardando la relación de 1:10 (P/V).

Uno de puntos visto y esperados en esta prueba es que los tiempos de disolución de los asfaltenos son menores respecto a los tiempos de disolución sólidos, este fenómeno deja claro que la composición del material orgánico tiene una influencia en el proceso de disolución y en la eficiencia con que se remueven los sólidos del pozo. Como se observa en la tabla 15 en la fotografía a 45 minutos en la disolución del material sólido, se aprecia material de aspecto arenoso en el fondo del tubo de ensayo de prueba, esto es debido a que el material sólido disuelto está también constituido por componentes inorgánicos que no son solubles en el tratamiento.

Un objetivo importante en el proceso de disolución de asfaltenos es la capacidad del tratamiento de mantener en solución los sólidos, sin generar una deposición en el fondo del recipiente. Tal y como se aprecia en las imágenes de la tabla 15 en la disolución de asfaltenos a 30 y 45 min, no existe material no disuelto o depositado en el fondo de los tubos de ensayo. Por lo tanto se confirma la efectividad del tratamiento químico de disolver asfaltenos.

En la tabla 15 se muestran los resultados de la prueba de solubilidad de 1 gramo de asfaltenos y de 1 gramo de material sólidos

Tabla 15. Resultados Evaluación SOLUBILIDAD depósito de asfaltenos, deposito orgánico vs Tratamiento seleccionado 50% xileno y 50% diésel. 1 gramo a 175°F.

PARAMETROS					
Masa = 1 gramos para ambas muestras		Concentración = 50% Xileno y 50% Diésel		Temperatura = 175°F	
TIEMPOS					
0 min		15 min	30 min	45 min	
Asfaltenos					
	0 min		15 min	30 min	45 min
	Sólido Orgánico				
		0 min		15 min	30 min

OBSERVACIONES: El depósito asfaltenos se solubilizó más rápidamente que el depósito orgánico y no se observaron partículas en las paredes del recipiente. A su vez el tratamiento también interactuó de forma eficiente con el material orgánico. Pero en fondo del tubo de ensayo se observó material no disuelto de aspecto arenoso. El tratamiento no generó problemas al entrar en contacto con las dos muestras (asfaltenos y orgánico).

5. CONCLUSIONES

1. El tratamiento químico seleccionado para la remoción de depósitos orgánicos constituidos en parte por asfaltenos en el Campo Escuela Colorado consiste en una mezcla de Xileno y Diésel en proporción de 20/80 en %V/V de xileno en diésel, ya que este tratamiento tiene una buena capacidad y velocidad de disolución para los sólidos orgánicos depositados en la tubería de producción del pozo Colorado 40 y permiten tener un ahorro respectivo en la compra de los químicos necesarios para la mezcla del tratamiento.
2. A partir de los análisis SARA realizados se determinó que el crudo del pozo colorado 40 y los sólidos depositados en la tubería de producción del mismo tienen porcentajes significativos de fracciones de asfaltenos de un 9,7% en peso para el crudo y 15% en peso para la fracción orgánica del material sólido. La causa principal por la cual se obtuvieron resultados de % en peso de la fracción de asfaltenos altas en el crudo y en la muestra orgánica es debido al uso de N-pentano como agente precipitador de asfaltenos durante la prueba del análisis SARA.
3. Una de las dificultades a la hora de la aplicación del tratamiento químico es que los resultados del análisis SARA realizado a la muestra solida mostraron que existe in 72,5% en material inorgánico y por tanto el tratamiento puede presentar una reducción en su efectividad.
4. Analizados los resultados de las pruebas de capacidad de disolución se encontró que el parámetro más importante a la hora de disolver depósitos sólidos en la tubería de producción es la temperatura, ya que a una misma cantidad de depósito sólido y distintas formulaciones del tratamiento a temperatura ambiente no se logró la disolución del material.

5. El tratamiento químico seleccionado no presentó anomalías en las pruebas Fluido-Fluido, el tratamiento presentó buena compatibilidad con los fluidos provenientes de la formación, no se generaron emulsiones ni precipitados.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda hacer un piloto en el campo teniendo en cuenta factores como la cantidad de depósito sólido, la procedencia del crudo, las propiedades y otros.
- Un estudio sobre el comportamiento reológico de los fluidos en los diferentes tiempos de solubilidad de los sólidos a distintas concentraciones de tratamiento químico permitirá conocer el esfuerzo requerido para hacer fluir este fluido a través del sistema de recirculación de los pozos de Campo Colorado.
- Debido a que el tratamiento químico tiende a mojar la roca por aceite se recomienda un estudio sobre la aplicación de un químico en la mezcla xileno y diésel, capaz de evitar que el tratamiento químico utilizado deje la roca mojada por aceite, ya que lo deseado es una roca mojada por agua.

BIBLIOGRAFÍA

- (1) DELGADO Jorge Gregorio. Módulo de enseñanza en fenómenos interfaciales, Composición, Agregación y Precipitación de Asfaltenos. Laboratorio FIRP- Universidad de los Andes. Escuela de Ingeniería Química. 2006. p. 1-32.
- (2) Groenzin H., Mullins O., J. Phys. Chem. A., 103, 50 (1999),11237.
- (3) BERMÚDEZ, A. y GUARIQUE, Citado por LICÓN SILVA Omar José, Selección de un agente inhibidor de la precipitación de Asfaltenos de los crudos provenientes de los Campos Quiriquire y Jusepin del estado Monagas, Optar al Título de Ingeniero de Petróleo, Universidad Central de Venezuela. 2003. p. 6.
- (4) JU, B. A Study of Removal of Organic Formation Damage by Experiments and Modeling Approaches. Society of Petroleum Engineers (SPE) 68752. 2001.
- (5) ALAYON, M. Asfaltenos: Ocurrencia y floculación. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. 2004.
- (6) TRBOVICH, M.G. & KING, G.E. Asphaltene Deposit Removal: Long – Lasting Treatment with a Co-Solvent. Society of Petroleum Engineers (SPE) 21038. 1991.
- (7) LICÓN SILVA Omar José, Selección de un agente inhibidor de la precipitación de Asfaltenos de los crudos provenientes de los Campos Quiriquire y Jusepin del estado Monagas, Optar al Título de Ingeniero de Petróleo, Universidad Central de Venezuela. 2003. p. 26 – 30.
- (8) ALVAREZ O. Citado por LICÓN SILVA Omar José, Selección de un agente inhibidor de la precipitación de Asfaltenos de los crudos provenientes de los

Campos Quiriquire y Jusepin del estado Monagas. Universidad Central de Venezuela. 2003.

- (9) STRAUBY Autry. Citado por LICÓN SILVA Omar José, Selección de un agente inhibidor de la precipitación de Asfaltenos de los crudos provenientes de los Campos Quiriquire y Jusepin del estado Monagas. Universidad Central de Venezuela. 2003.
- (10) MARTINES G. Rosa Isabel y AMAYA B. Miguel Isnardo. Aplicación de un tratamiento químico para el control de parafinas en la tubería de producción en el crudo del Campo Colorado. Optar al Título de Ingeniero de Química e Ingeniería de Petróleo respectivamente. Universidad Industrial de Santander. 2010.
- (11) ZEKRI, A., Shedid, S. y ALKASHEF, H., "A Novel Technique for Treating Asphaltene Deposition Using Laser Technology", paper SPE 70050, Texas, 2001.
- (12) BERNADINER, M.G., BROOKLYN POLYTECHNIC U. Advanced Asphaltene and Paraffin Control Technology paper SPE 25192, New Orleans, 1993.
- (13) S. T. Dubey and M. H. Waxman. M.H., Consultant, asphaltene Adsorption and Desorption from Mineral Surfaces, Paper SPE 18462 Reservoir Engineering, 389-395p, Aug. 1991.
- (14) PIRO et al., "Evaluation of Asphaltene Removal Chemicals: A New Testing Method," SPE 27386, 661-662, Feb. 1994.
- (15) H. L. Becker and B. W. Wolf, Asphaltene removal composition and method (*U.S. Patent US 5504063 A*). 1996.

- (16) S.R. King, SPE, AMSOL Corporation and C.R. Cotney, C.R.C. Consulting, Development and application of unique natural solvents for treating paraffin and asphaltene related problems, SPE 35265. 1996.
- (17) W. Kleinitz, Asphaltene Precipitates in Oil Production Wells, paper presented at the 8th Oil Field Chemical Symposium. 1997.
- (18) A. Del Bianco, F. Stroppa, and Michael B, Lawson, KENNETH J. Snyder “Composition effective in removing asphaltenes, U.S. Patent 5690176” and “Method for dissolving asphaltic material, U.S. Patent 4033784”. 1997 and 1977.
- (19) LOUIS Minssieux, Removal of Asphalt Deposits by Cosolvent Squeeze: Mechanisms and Screening. Institute France petroleum, 1998.
- (20) E. G. Scovell, N. Grainger, and T. Cox. Maintenance of oil production and refining equipment, Patent Application WO/074966. 2001.
- (21) JAMES Curtis, BJ Services Company, Environmentally Favorable Terpene Solvents Find Diverse Applications in Stimulation, Sand Control and Cementing Operations, SPE 84124. 2003.
- (22) S. Lightford, E. Pitoni, F. Armesi, and L. Mauri, Development and Field Use of a Novel Solvent/Water Emulsion for the Removal of Asphaltene Deposits in Fractured Carbonate Formations. SPE 101022. 2008.
- (23) M. L. Trimble, M. A. Fleming, B. L. Andrew, G. A. Tomusiak, P. M. Digiacinto, and L. M. Heymans. Method for removing asphaltene deposits. International Patent Application WO2008/010923. 2008.

- (24) W. Abdel Fatah, SPE, Sapesco, and H.A. Nasr-El-Din, SPE, Texas A&M University. Acid Emulsified in Xylene: A Cost-Effective Treatment to Remove Asphaltene Deposition and Enhance Well Productivity. SPE 117251. 2008.
- (25) C. Ijogbemeye Oseghale and F.O. Ebhodaghe. Asphaltene Deposition And Remediation In Crude Oil Production: Solubility Technique, Departament of Chemical Engineering. University of Port Harcourt, P.M.B. 5323, Port Harcourt, Nigeria. 2011.
- (26) Lira Jg. Narváez C. Herrera M. Palacios C. Paz C. Reyes S. Lopez V. Hernandez D. Hernandez D. Cienfuegos A: Depósitos de parafinas y asfaltenos en los campos petroleros. Universidad Autónoma del Carmen. 2012.
- (27) Ali A. Al-Taq, Saleh M. Abou Zeid, Habeeb H. Al-Haji, Jaffar A. Saleem, Saudi Aramco. Removal of Organic Deposits from Oil Producing Wells in a Sandstone Reservoir: A Lab Study and a Case History. SPE 164410. Marzo de 2013.
- (28) CHAVARRÍA Sandra y SANDOVAL Angelica. Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos en el Campo Colorado. Proyecto para optar al título de ingeniería de petroleos. Universidad Industrial de Santander. 2010.
- (29) AMAYA Karl Leonard, CALVO Jhon Fredy. Geoestadística univariable aplicada a atributos petrofísicos de la formación mugrosa para determinación de áreas prospectivas del Campo Escuela Colorado.
- (30) POVEDA M. Diana Poveda. Diseño de un tratamiento químico para remover depósitos orgánicos a nivel de la cara de la formación. Aplicación Campo Colorado. 2009.

- (31) ECOPETROL S.A. Diagnostico y estrategias de recobro Campo Colorado. Gerencia Magdalena Medio, Instituto Colombiano del Petróleo. Diciembre de 2003.





ANEXOS

Anexo A. REGISTRO FOTOGRAFICO

PRUEBAS DE SOLUBILIDAD

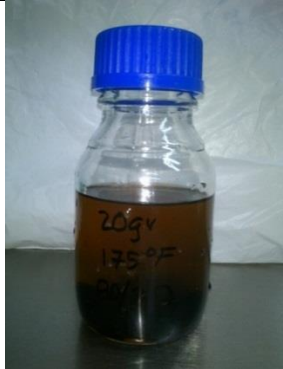



En la Tabla 16 se presentan resultados de la evaluación de solubilidad del depósito orgánico a 10 gramos vs Tratamiento químico 100% diésel. a temperatura de 175°F.

Tabla 16. Resultados Evaluación SOLUBILIDAD Deposito orgánico vs Tratamiento químico 100% diésel. 10 gramos a 175°F.

PARAMETROS			Tiempo de disolución (Minutos)
Masa (Gramos)	Concentración (ml de Xileno/100 ml de solución)	Temperatura (°F)	
10	0	175	120
Registro fotográfico			
15 min	30 min	60 min	75 min
			
<p>OBSERVACIONES: Se observa como la temperatura influyó directamente en la disolución del depósito sólido a medida que transcurría el tiempo de exposición. También se ve claramente como el sólido al cabo de 75 minutos se ha disuelto en casi su totalidad, aunque con algunas fracciones suspendidas en el tratamiento y fondo del frasco</p>			

En la Tabla 17 se presentan resultados de la evaluación de solubilidad del depósito orgánico a 20 gramos vs Tratamiento químico 20% xileno y 80% diésel. a temperatura de 175°F.





Tabla 17. Resultados Evaluación SOLUBILIDAD Deposito orgánico vs Tratamiento químico 20% xileno y 80% diésel. 20 gramos a 175°F.

PARAMETROS			Tiempo de disolución (Minutos)
Masa (Gramos)	Concentración (ml de Xileno/100 ml de solución)	Temperatura (°F)	
20	20	175	115
Registro fotográfico			
0 min	45 min	80 min	85 min
			
<p>OBSERVACIONES: El tratamiento tuvo buena respuesta ante el sólido, aunque obtuvo un tiempo de disolución alto en la prueba, esto debido a la baja concentración de xileno que poseía y la cantidad de material orgánico a remover.</p>			

* Es clave aclarar que el tiempo de disolución para la muestra orgánica se estima para un total del 90-95 % del sólido disuelto, ya que en algunos de los recipientes se encontraron residuos de arena y otros depósitos inorgánicos.




En la Tabla 18 se presentan resultados de la evaluación de solubilidad del depósito orgánico a 15 gramos vs Tratamiento químico 20% xileno y 80% diésel. a temperatura de 175°F.

Tabla 18. Resultados Evaluación SOLUBILIDAD Deposito orgánico vs Tratamiento químico 20% xileno y 80% diésel. 15 gramos a 175°F.

PARAMETROS			Tiempo de disolución (minutos)
Masa (Gramos)	Concentración (ml de Xileno/100 ml de solución)	Temperatura (°F)	
15	20	175	105
Registro fotográfico			
0 min	30 min	60 min	75 min
			
<p>OBSERVACIONES: En el tratamiento se observa como un aumento en la concentración de xileno provoca que el sólido se disuelva en un menor tiempo manteniendo la temperatura a 175 °F. En las paredes del frasco se pueden observar pequeños depósitos de partículas inorgánicas.</p>			

En la Tabla 19 se presentan resultados de la evaluación de solubilidad del depósito orgánico a 10 gramos vs Tratamiento químico 20% xileno y 80% diésel. a temperatura de 175°F.

Tabla 19. Resultados Evaluación SOLUBILIDAD Deposito orgánico vs Tratamiento químico 20% xileno y 80% diésel. 10 gr a 175°F.

PARAMETROS			Tiempo de disolución (Minutos)
Masa (Gramos)	Concentración (ml de Xileno/100 ml de solución)	Temperatura (°F)	
10	20	175	95
Registro fotográfico			
0 min	60 min	75 min	
			
<p>OBSERVACIONES: Este tratamiento logro una rápida disolución del depósito sólido, aunque se puede observar claramente como en el fondo del recipiente al terminar el tiempo de exposición quedan posibles residuos de partículas inorgánicas y/o partículas de aspecto arenoso. Lo cual nos demuestra la presencia de estos componentes en el depósito orgánico.</p>			

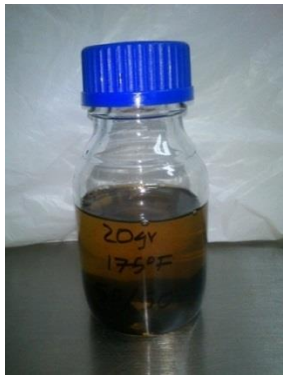



En la Tabla 20 se presentan resultados de la evaluación de solubilidad del depósito orgánico a 5 gramos vs Tratamiento químico 20% xileno y 80% diésel. a temperatura de 175°F.

Tabla 20. Resultados Evaluación SOLUBILIDAD Deposito orgánico vs Tratamiento químico 20% xileno y 80% diésel. 5 gramos a 175°F.

PARAMETROS			Tiempo de disolución (minutos)
Masa (Gramos)	Concentración (ml de Xileno/100 ml de solución)	Temperatura (°F)	
5	20	175	75
Registro fotográfico			
0 min	30 min	60 min	75 min
			
<p>OBSERVACIONES: En esta prueba se obtiene un resultado esperado, ya que al disminuir la cantidad de material orgánico y mantener la concentración y la temperatura a la que está sometido el tratamiento se obtiene un menor tiempo de disolución. Hay pocos rastros de posibles partículas inorgánicas y de arena en el fondo del recipiente.</p>			





En la Tabla 21 se presentan resultados de la evaluación de solubilidad del depósito orgánico a 20 gramos vs Tratamiento químico 50% xileno y 50% diésel. a temperatura de 175°F.

Tabla 21. Resultados Evaluación SOLUBILIDAD Deposito orgánico vs Tratamiento químico 50% xileno y 50% diésel. 20 gramos a 175°F.

PARAMETROS			Tiempo de disolución (Minutos)
Masa (Gramos)	Concentración (ml de Xileno/100 ml de solución)	Temperatura (°F)	
20	50	175	95
Registro fotográfico			
0 min	30 min	85 min	95 min
			
<p>OBSERVACIONES: En el tratamiento se observa como un aumento en la concentración de xileno provoca que el sólido se disuelva en un menor tiempo manteniendo la temperatura a 175 °F. el fondo del recipiente no se observaron componentes inorgánicos.</p>			





En la Tabla 22 se presentan resultados de la evaluación de solubilidad del depósito orgánico a 15 gramos vs Tratamiento químico 50% xileno y 50% diésel. a temperatura de 175°F.

Tabla 22. Resultados Evaluación SOLUBILIDAD Deposito orgánico vs Tratamiento químico 50% xileno y 50% diésel. 15 gramos a 175°F.

PARAMETROS			Tiempo de disolución (Minutos)
Masa (Gramos)	Concentración (ml de Xileno/100 ml de solución)	Temperatura (°F)	
15	50	175	90
Registro fotográfico			
15 min	30 min	60 min	75 min
			
<p>OBSERVACIONES: Al aumentar la concentración de xileno en el tratamiento, manteniendo la temperatura del yacimiento, el tiempo disolución disminuye considerablemente. También se puede ver que la nueva concentración de xileno no genera ningún tipo de reacción anómala con el depósito sólido. No se observaron posibles partículas de arena ni componentes inorgánicos en el frasco.</p>			





En la Tabla 23 se presentan resultados de la evaluación de solubilidad del depósito orgánico a 10 gramos vs Tratamiento químico 50% xileno y 50% diésel. a temperatura de 175°F.

Tabla 23. Resultados Evaluación SOLUBILIDAD Deposito orgánico vs Tratamiento químico 50% xileno y 50% diésel. 10 gramos a 175°F.

PARAMETROS			Tiempo de disolución (Minutos)
Masa (Gramos)	Concentración (ml de Xileno/100 ml de solución)	Temperatura (°F)	
10	50	175	75
Registro fotográfico			
0 min	30 min	60 min	75 min
			
<p>OBSERVACIONES: La muestra de material orgánico se disolvió completamente y de forma rápida, no se observaron grumos en fondo ni depósitos de material inorgánico. El tratamiento no generó problemas al entrar en contacto con el sólido. No se observaron partículas suspendidas en el tratamiento. La temperatura se muestra cada vez más como un factor determinante en la disolución.</p>			





En la Tabla 24 se presentan resultados de la evaluación de solubilidad del depósito orgánico a 20 gramos vs Tratamiento químico 80% xileno y 20% diésel. a temperatura de 175°F.

Tabla 24. Resultados Evaluación SOLUBILIDAD Deposito orgánico vs Tratamiento químico 80% xileno y 20% diésel. 20 gramos a 175°F.

PARAMETROS			Tiempo de disolución (Minutos)
Masa (Gramos)	Concentración (ml de Xileno/100 ml de solución)	Temperatura (°F)	
20	80	175	85
Registro fotográfico			
0 min	45 min	90 min	115 min
			
<p>OBSERVACIONES: En el tratamiento se observa como un aumento en la concentración de xileno provoca que el tiempo de disolución disminuya manteniendo la temperatura a 175 °F. En las paredes del frasco se pueden observar pequeños depósitos de partículas inorgánicas.</p>			





En la Tabla 25 se presentan resultados de la evaluación de solubilidad del depósito orgánico a 15 gramos vs Tratamiento químico 80% xileno y 20% diésel. a temperatura de 175°F.

Tabla 25. Resultados Evaluación SOLUBILIDAD Deposito orgánico vs Tratamiento químico 80% xileno y 20% diésel. 15 gramos a 175°F.

PARAMETROS			Tiempo de disolución (Minutos)
Masa (Gramos)	Concentración (ml de Xileno/100 ml de solución)	Temperatura (°F)	
15	80	175	80
Registro fotográfico			
15 min	30 min	60 min	75 min
			
<p>OBSERVACIONES: Al aumentar la concentración y mantener la temperatura de yacimiento, podemos observar cómo se reduce el tiempo de disolución significativamente, en el fondo del recipiente se pueden observar algunas partículas de material inorgánico y arena. Algunas partículas de material orgánico quedan suspendidas en el tratamiento cuando se cumplen los 60 minutos, sin embargo estas desaparecen cuando se alcanza un tiempo de disolución.</p>			



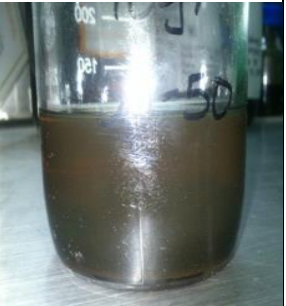

En la Tabla 26 se presentan resultados de la evaluación de solubilidad del depósito orgánico a 10 gramos vs Tratamiento químico 80% xileno y 20% diésel. a temperatura de 175°F.

Tabla 26. Resultados Evaluación SOLUBILIDAD Deposito orgánico vs Tratamiento químico 80% xileno y 20% diésel. 10 gramos a 175°F.

PARAMETROS			Tiempo de disolución (Minutos)
Masa (Gramos)	Concentración (ml de Xileno/100 ml de solución)	Temperatura (°F)	
10	80	175	65
Registro fotográfico			
15 min	30 min	60 min	75 min
			
<p>OBSERVACIONES: Se presentó una rápida disolución del material orgánico, esto debido a la alta temperatura, la baja cantidad de masa que presentaba la prueba, y la alta concentración del tratamiento químico. Se muestran pequeños rastros de material inorgánico.</p>			





En la Tabla 27 se presentan resultados de la evaluación de solubilidad del depósito orgánico a 10 gramos vs Tratamiento químico 50% xileno y 50% diésel. a temperatura de 86°F.

Tabla 27. Resultados Evaluación SOLUBILIDAD Deposito orgánico vs Tratamiento químico 50% xileno y 50% diésel. 10 gramos a 86°F.

PARAMETROS			Tiempo de disolución (Horas)
Masa (Gramos)	Concentración (ml de Xileno/100 ml de solución)	Temperatura (°F)	
10	50	86	> A 24 horas
Registro fotográfico			
15 min	30 min	60 min	75 min
			
<p>OBSERVACIONES: El tiempo de disolución se prolongó en esta prueba, esto debido a que el tratamiento químico se encontraba a temperatura ambiente, aunque la concentración fue moderada la disolución fue muy mala. Esto nos confirma que la temperatura influye más considerablemente que la concentración. En el fondo del recipiente quedó mucho material orgánico sin disolverse.</p>			

En la Tabla 28 se presentan resultados de la evaluación de solubilidad del depósito orgánico a 10 gramos vs Tratamiento químico 80% xileno y 20% diésel. a temperatura de 86°F.

Tabla 28. Resultados Evaluación SOLUBILIDAD Deposito orgánico vs Tratamiento químico 80% xileno y 20% diésel. 10 gramos a 86°F.

PARAMETROS			Tiempo de disolución (Horas)
Masa (Gramos)	Concentración (ml de Xileno/100 ml de solución)	Temperatura (°F)	
10	80	86	> A 24 horas
Registro fotográfico			
15 min	30 min	60 min	75 min
			
<p>OBSERVACIONES: En esta prueba se aumentó la concentración del tratamiento a temperatura ambiente, el sólido en el recipiente demoró un tiempo considerable para lograr su disolución, esto debido a la temperatura a la cual se encontraba el tratamiento. En el recipiente se notó al final de la prueba material orgánico precipitado y arena.</p>			

PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD



En la Tabla 29 se presentan resultados de la evaluación de compatibilidad crudo-tratamiento.

Tabla 29. Resultados Evaluación COMPATIBILIDAD Crudo vs Tratamiento químico.

COMPATIBILIDAD Crudo vs Tratamiento químico	
0 minutos	120 minutos
	
<p>OBSERVACIONES: El tratamiento presentó buena compatibilidad con el crudo, no se generó una interface entre ambos fluidos, es decir, siempre hubo una sola fase. Tampoco se observaron precipitados en el fondo del recipiente, el tratamiento no generó reacción alguna al contacto con el crudo. De esta manera se concluyó que el tratamiento es compatible con el crudo del pozo colorado 40.</p>	


En la Tabla 30 se presentan resultados de la evaluación de compatibilidad del agua de formación con el tratamiento químico

Tabla 30. Resultados Evaluación COMPATIBILIDAD Agua de Formación vs Tratamiento químico.

COMPATIBILIDAD Agua de Formación vs Tratamiento químico	
0 minutos	120 minutos
	
<p>OBSERVACIONES: Se observa una interface definida entre ambos fluidos, no se presentaron cambios en el color del agua de formación. No hubo precipitados en el fondo del recipiente, la emulsión siempre se mantuvo estable. Debido a esto se concluyó que el tratamiento es compatible con el agua de formación.</p>	

En la Tabla 31 se presentan resultados de la prueba de detergencia para el tratamiento químico.




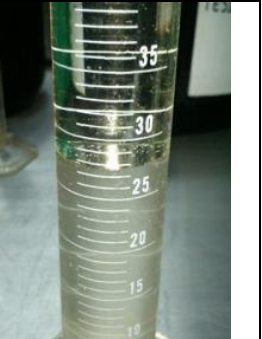
Tabla 31. Resultados Evaluación DETERGENCIA Arena vs Tratamiento químico

DETERGENCIA Arena vs Tratamiento químico

OBSERVACIONES: No se presenta una buena detergencia, la arena se impregna de crudo.

PRUEBA DE MOJABILIDAD VISUAL

En la tabla 32 se muestran los resultados de la prueba de mojabilidad visual.

Tabla 32. Resultados Evaluación MOJABILIDAD VISUAL.

MOJABILIDAD VISUAL			
Arena	Probetas: (Izquierda) Agua, (Derecha) Varsol.	Probeta con varsol al contacto con la arena	Probeta con agua- Varsol al contacto con la arena
			
<p>OBSERVACIONES: Como se puede observar las partículas de arena se dispersan cuando entran en contacto con la fase aceitosa, lo cual quiere decir que existe preferencia de la arena a ser mojada por aceite.</p> <p>En la mezcla de fases acuosa-aceitosa, un porcentaje de partículas de arena se depositan en la interface, lo que quiere decir que entre las dos fases hay una tensión interfacial de valor considerable.</p>			

Anexo B. TÉCNICAS ANALÍTICAS PARA CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS Y DEPOSITOS ORGÁNICOS

Análisis SARA. Esta prueba, proporciona el porcentaje en peso de la cantidad de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos dentro del crudo y los sólidos orgánicos. Esta información pretende inferir si el crudo presenta problemas de deposición de parafinas y 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-exposición. 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.

Separación de Asfaltenos. En el petróleo crudo los asfaltenos se encuentra cubierto por las resinas formando un agregado que impide la aglomeración y precipitación de los asfaltenos en el crudo, esto permite mantener la estabilidad de este tipo de moléculas de alto peso molecular y alta polaridad, pero cuando ocurre una perturbación de tipo física o química la estabilidad se ve comprometida y existe tendencia a la precipitación. Uno de estos fenómenos es el permite la obtención de asfaltenos a partir del crudo al adicionar volúmenes considerables de componentes alifáticos livianos (los cuales disuelven las resinas que cubren a los asfaltenos) y permiten su separación. Existen normas como ASTM 2007-80 la cual es un procedimiento estándar para separación de asfaltenos a partir del crudo.

Anexo C.

RESULTADOS DE LOS ANALISIS SARA

		LABORATORIO DE CROMATOGRAFÍA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER	CÓDIGO: 983841-AG
		INFORME DE RESULTADOS	VERSIÓN: 04 Página 1 de 2 No. Bo: <i>[Handwritten Signature]</i>

DETERMINACIÓN DEL PORCENTAJE DE LAS PRINCIPALES FAMILIAS DE HIDROCARBUROS PRESENTES EN MUESTRAS LÍQUIDAS Y SÓLIDAS: SATURADOS, AROMÁTICOS, RESINAS Y ASFALTENOS (SARA)

1. DATOS GENERALES

ENTIDAD SOLICITANTE: PROYECTO CAMPO ESCUELA COLORADO – UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER (Edificio Jorge Bautista, piso 2, Campus UIS calle 9 carrera 27, Bucaramanga - Santander).

CÓDIGO DE LA(S) MUESTRA(S): Ver Tabla(s) 1

DESCRIPCIÓN DE LA(S) MUESTRA(S): Ver Tabla(s) 1

FECHA DE RECEPCIÓN DE LA(S) MUESTRA(S): 2013-03-13

ANÁLISIS SOLICITADO: Determinación del porcentaje de las principales familias de hidrocarburos presentes en muestra(s) líquidas y sólidas: saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA).

FECHA DE REALIZACIÓN DEL ANÁLISIS: 2013-03-21

2. DESCRIPCIÓN DEL ANÁLISIS

La preparación de la(s) muestra(s) se llevó a cabo con base en la(s) norma(s) ASTM D6560, ASTM D1319 y ASTM D2549, por precipitación de los asfaltenos de la(s) muestra(s) (ca. 1 g) sometida a reflujo con *n*-pentano y posterior separación de los maltenos por cromatografía líquida de elución, empleando diferentes gradientes de polaridad hexano:acetato de etilo, para obtener las diferentes fracciones de hidrocarburos saturados, aromáticos y resinas.

PROHIBIDA LA REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL DE LOS DATOS REPORTADOS EN ESTE INFORME DE ANÁLISIS
LOS DATOS REPORTADOS EN ESTE INFORME DE ANÁLISIS SON VÁLIDOS ÚNICAMENTE PARA LA MUESTRA RECIBIDA.

Carrera 27 – Calle 9, Ciudad Universitaria, Edificio 45, Bloque A Entrada 2A, Piso 2. Teléfono: +7 634 4000 Ext. 1140.
Línea directa: +7 645 6737. Fax +7 6358210. Celular (315) 879 3865. Bucaramanga, Colombia.
e-mail: elena@tucan.uis.edu.co, rene@tucan.uis.edu.co



LABORATORIO DE CROMATOGRFÍA
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

CÓDIGO: 983841-AG

VERSIÓN: 04

INFORME DE RESULTADOS

Página 2 de 2

Hecho: *E. E. Gaus*

3. RESULTADOS

La(s) muestra(s) fue(ron) analizada(s) por duplicado. En la **Tabla 1** se observa los porcentajes de las fracciones constituyentes de las muestras pertenecientes a los hidrocarburos SARA, de la(s) muestra(s) enviada(s) por **PROYECTO CAMPO ESCUELA COLORADO – UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.**

Tabla 1. Porcentajes de las fracciones SARA presentes en la(s) muestra(s), enviada(s) por **PROYECTO CAMPO ESCUELA COLORADO – UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.**

Código de la muestra	Identificación de la muestra	Fracciones, % (p/p)*				
		Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfaltenos	Volátiles
983841-01-AY	Muestra de petróleo crudo. Procedencia: Campo colorado	59,3	11,4	7,5	9,7	12,1
983841-02-AY	Muestra sólida. Procedencia: Campo colorado	57,9**	11,8**	14,6**	15,0**	---

* Promedio de dos mediciones

** Los porcentajes de la fracción SARA corresponden a la materia orgánica extraíble de la muestra (corresponde al 27,5% de la muestra)

Analista a cargo:

Julian A. Castrillon

Julían A. Castrillón, Químico
Analista

Elaboró:

William Salgar Rangel
William Salgar Rangel, Químico M.Sc.
Subdirector Técnico

Revisó y autorizó:

E. E. Gaus
Elena E. Stashenko, Química Ph.D.,
Directora Laboratorio de Cromatografía,
Universidad Industrial de Santander

PROHIBIDA LA REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL DE LOS DATOS REPORTADOS EN ESTE INFORME DE ANÁLISIS
LOS DATOS REPORTADOS EN ESTE INFORME DE ANÁLISIS SON VÁLIDOS ÚNICAMENTE PARA LA MUESTRA RECIBIDA.

Carrera 27 – Calle 9, Ciudad Universitaria, Edificio 45, Bloque A Entrada 2A, Piso 2. Teléfono: +7 634 4000 Ext. 1140.
Línea directa: +7 645 6737. Fax +7 6358210. Celular (315) 879 3865. Bucaramanga, Colombia.
e-mail: elena@tucan.uis.edu.co, rene@tucan.uis.edu.co

Anexo D. DESCRIPCIÓN ENSAYOS UTILIZADAS PARA EL EVALUACIÓN DE TRATAMIENTO

Mojabilidad Visual. 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.

Capacidad de Disolución. Este procedimiento permite determinar la compatibilidad entre los tratamientos o fluido de evaluación y los depósitos sólidos orgánicos. Esta medida de compatibilidad entre fluido y material de depósito se basa en la observación de variables físicas presentes con el tratamiento, y en la evaluación de la disolución del material de depósito orgánico con el tratamiento.

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

ANEXO E

FICHAS TECNICAS DE PRODUCTOS QUIMICOS EMPLEADOS

Diesel corriente B2

Línea de producto: Combustibles

Descripción

El diesel corriente, o aceite combustible para motores (acpm), es una mezcla de hidrocarburos entre 10 y 28 átomos de carbono formada por fracciones combustibles proveniente de diferentes procesos de refinación del petróleo, tales como destilación atmosférica, ruptura catalítica e hidrocrqueo.

Este producto puede contener pequeñas cantidades de aditivos que mejoran su desempeño y una sustancia química llamada 'marcador', que permite obtener información sobre la procedencia del combustible sin modificar su calidad.

Otro nombre utilizado para este producto es fuel oil grado N° 2D.

Usos

El diesel corriente está diseñado para utilizarse como combustible en motores tipo diesel de automotores de trabajo medio y pesado que operan bajo condiciones de alta exigencia en vías y carreteras, así como en maquinaria usada en explotación minera, construcción, agricultura, etc.

También puede ser usado para generar energía mecánica o eléctrica y en quemadores de hornos, secadores y calderas.

Precauciones de uso y manejo

Se clasifica como un líquido inflamable clase II de acuerdo con la Norma 321 de la NFPA (National Fire Protection Association).

Cuando se diseñen plantas de almacenamiento, estaciones de servicio o cualquier otra instalación para el manejo de esta gasolina, deben aplicarse las normas NFPA en lo relacionado con la protección contra incendios, las normas API (American Petroleum Institute) y las reglamentaciones expedidas por las autoridades de control, tanto nacionales como regionales y locales.

CAS: 68334-30-5

Logística de venta

Se entrega a distribuidores mayoristas en los puntos de salida del sistema de poliductos o por bote o buque-tanque.

Sitio de entrega

Se produce en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.

Especificaciones técnicas

Diesel corriente B2 (1)

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
			Mínimo	Máximo
Agua y sedimento	mL/100 mL	ASTM D-1796 ó ASTM D-2709		0,05
Azufre	mg/kg	ASTM D-2622 ó ASTM D-4294 ó ASTM D-5453		500
Contenido de aromáticos	mL/100 mL	ASTM D-1319 ó ASTM D-5186		33
Cenizas	g / 100 g	ASTM D 482		0,01
Contenido de biocombustible	ml/100 mL	EN 14078	1,8	2,2
Color ASTM	Clasificación	ASTM D 1500		3,0
Corrosión lámina de cobre, 3 h a 50°C	Clasificación	ASTM D 130		2 (2)
Destilación	°C	ASTM D 86		
Punto inicial de ebullición			Reportar	
Temp. 50% vol. recobrado			Reportar	
Temp. 95% vol. recobrado				370
Punto final de ebullición				390
Gravedad API	° API	ASTM D-4052 ó ASTM D-1298	Reportar	
Índice de cetano (3)	N/A	ASTM D-4737 ó ASTM D-976	45	
Número de cetano (4)	N/A	ASTM D-613 ó ASTM D-6890	43	
Punto de fluidez	°C	ASTM D 97 ó ASTM D 5949		3
Punto de nube	°C	ASTM D 2500	Reportar	
Punto de inflamación	°C	ASTM D 93	52	
Temperatura obturación filtro frío	°C	ASTM D 6371	Reportar	
Residuos carbón micro, (10% fondos) (5)	g / 100 g	ASTM D 4530		0,20
Viscosidad cinemática a 40°C (6)	mm ² /s	ASTM D 445	1,9	5,0
Lubricidad a 60°C (7)	Micrómetros	ASTM D 6079		450

Notas:

- (1) Diesel regular y sus mezclas con biocombustible hasta el 5% vol. (aplica para el producto de las Refinerías de Barrancabermeja y Cartagena).
- (2) El valor 2 se refiere a valores 2a, 2b o 2c. Corrosión: Norma internacional, máximo 3.
- (3) Aplica a diesel producido en destilación atmosférica y productos craqueados y a mezclas de ellos. El método ASTM D-4737 no aplica al diésel mezclado con biodiesel.
- (4) Para diesel que contenga componentes provenientes de procesos de ruptura catalítica y/o térmica, y/o aditivos mejoradores de cetano y/o biocombustibles.
- (5) Residuos carbón micro, la norma ASTM D-4530 no está mencionada en la norma internacional. La norma que se utiliza internacionalmente es la ASTM D 524, con valor máximo de 0,35% masa.
- (6) Viscosidad: la norma internacional, el límite máximo es 4.1 mm²/s
- (7) Lubricidad: norma europea: 460. Norma americana: 520 máx.



El catálogo de productos de Ecopetrol tiene por finalidad brindar al usuario información general relacionada con el portafolio de productos comercializados por Ecopetrol S.A. La información provista no es una oferta en los términos del Código de Comercio Colombiano. Su propósito es únicamente informativo. Ecopetrol S.A. no se hace responsable por el uso o interpretación realizada por terceros.

Al ingresar al catálogo el usuario acepta plenamente y sin reservas todos y cada uno de los Términos y Condiciones que regulan la página web www.ecopetrol.com.co. En consecuencia, el usuario debe leer atentamente los Términos y Condiciones en cada una de las ocasiones en que se proponga tener acceso al catálogo.

Los datos e información contenida en el catálogo podrá ser modificada en todo o en parte por Ecopetrol S.A., en cualquier momento y sin previo aviso a los usuarios.

Debido a que en la actualidad los medios técnicos disponibles no permiten garantizar la absoluta falta de injerencia de la acción de terceros personas en los sitios publicados en Internet, Ecopetrol no garantiza la exactitud y/o veracidad de todo o parte de la información contenida en el catálogo, ni su actualización, ni que dicha información haya sido alterada o modificada en todo o en parte, luego de haber sido incluida, ni cualquier otro aspecto o característica de la información brindada por medio del sitio o a través de los links eventualmente incluidos en el mismo.

Ecopetrol no controla ni garantiza la ausencia de virus ni de otros elementos en los contenidos que puedan producir alteraciones en su sistema informático (software y hardware) o en los documentos electrónicos y ficheros almacenados en su sistema informático.

Ecopetrol excluye cualquier responsabilidad por los daños y perjuicios de toda naturaleza que puedan deberse a la presencia de virus o a la presencia de otros elementos en los contenidos que puedan producir alteraciones en el sistema informático, documentos electrónicos o ficheros de los usuarios.

Consulte toda la información actualizada de nuestros productos en www.ecopetrol.com.co

Esta versión PDF puede ser consultada en un dispositivo móvil. Si no es indispensable, por favor no la imprima.



1. PRODUCTO QUÍMICO A.C.P.M.

2. IDENTIFICACIÓN

SINONIMOS	Diesel, Aceite Combustible para Motores, Fuel Oil N° 2.
FORMULA	Mezcla compleja de hidrocarburos.
COMPOSICIÓN	Hidrocarburos y aditivos.
NÚMERO CAS	68334-30-5
NÚMERO UN	1202
CLASE UN	3.3
USOS	Combustible automotor, combustible para locomotoras, generadores de electricidad, combustible para motores.

3. EFECTOS PARA LA SALUD

LÍMITES DE EXPOSICIÓN OCUPACIONAL

No reportado	TWA 100 ppm.	STEL No reportado	TECHO (C)
	IPVS No reportado		

INHALACIÓN Los vapores producen dolor de cabeza, náuseas, mareo, narcosis, irritación de los ojos, nariz, tráquea y pulmones, depresión del sistema nervioso central, inconsciencia (a altas temperaturas y ventilación deficiente).

INGESTION Puede resultar nocivo o fatal. Alto riesgo de aspiración si se presenta el vómito. Si se broncoaspira la sustancia puede causar neumonitis química.

PIEL Irritación, resequedad. Se absorbe por la piel.

OJOS Irritación, enrojecimiento y ardor.

EFFECTOS CRÓNICOS

El contacto repetido o prolongado con la piel causa dermatitis. Estudios de laboratorio han mostrado el desarrollo de cáncer de piel en animales, sin embargo esto no ha sido relacionado para humanos.

4. PRIMEROS AUXILIOS

INHALACION	Traslade al aire fresco. Si no respira administre respiración artificial. Si respira con dificultad suministre oxígeno. Mantenga la víctima abrigada y en reposo. Busque atención médica inmediatamente.
INGESTIÓN	Lave la boca con agua. Si está consciente, suministre abundante agua. No induzca el vómito. Si éste se presenta en forma natural, incline la víctima hacia el frente para reducir el riesgo de broncoaspiración, suministre más agua. Busque atención médica inmediatamente.
PIEL	Retire la ropa y calzado contaminados. Lave la zona afectada con abundante agua y jabón, mínimo durante 15 minutos. Si la irritación persiste repita el lavado. Busque atención médica inmediatamente.
OJOS	Lave con abundante agua, mínimo durante 15 minutos. Levante y separe los párpados para asegurar la remoción del químico. Si la irritación persiste repita el lavado. Busque atención médica inmediatamente.

5. RIESGO DE INCENDIO Y EXPLOSIÓN

PELIGROS

Líquido inflamable. Puede encender por calor, chispa, llama o descarga electrostática. Los contenedores vacíos pueden tener residuos del producto que incluyen vapores que pueden formar mezclas inflamables y explosivas con el aire.

PRODUCTOS DE LA COMBUSTIÓN

Monóxido de carbono, dióxido de carbono y óxidos de azufre.

PRECAUCIONES

Mantenga alejado de toda fuente de ignición, calor, generación de electricidad estática y materiales incompatibles. Los equipos eléctricos, de iluminación y ventilación deben ser a prueba de explosión. Conecte a tierra los contenedores para evitar descargas electrostáticas.

PROCEDIMIENTOS EN CASO DE INCENDIO

Evacúe o aisle el área de peligro. Restrinja el acceso a personas innecesarias y sin la debida protección. Ubíquese a favor del viento. Use equipo de protección personal. Retire el material combustible de los alrededores. Retire los contenedores si puede hacerlo sin riesgo, en caso contrario, enfríelos con agua en forma de rocío. No introduzca agua en los contenedores.

AGENTES EXTINTORES DE FUEGO

Polvo químico seco, dióxido de carbono, espuma.

6. PROCEDIMIENTOS EN CASO DE ESCAPE Y/O DERRAME

Evacúe o aisle el área de peligro. Elimine toda fuente de ignición. Restrinja el acceso a personas innecesarias y sin la debida protección. Detenga la fuga si es posible. Ubíquese a favor del viento. Use equipo de protección personal. Ventile el área. No permita que caiga en fuentes de agua y alcantarillas. Bombee con equipo anti-exposición. Absorba el remanente o los derrames pequeños con tierra diatomácea, arena o tierra. Recoja con herramientas que no produzcan chispas y deposite en contenedores limpios y secos con cierre hermético para su posterior disposición. Coloque en una instalación apropiada los desechos.

7. MANIPULACIÓN Y ALMACENAMIENTO

MANIPULACIÓN

Use siempre protección personal así sea corta la exposición o la actividad que realice con el producto. Mantenga estrictas normas de higiene, no fume, ni coma en el sitio de trabajo. Use las menores cantidades posibles. Conozca en donde está el equipo para la atención de emergencias. Lea las instrucciones de la etiqueta antes de usar el producto. Rotule los recipientes adecuadamente.

ALMACENAMIENTO

Lugares ventilados, frescos y secos. Lejos de fuentes de calor e ignición. Separado de materiales incompatibles. Rotule los recipientes adecuadamente y protéjalos del daño físico. Los equipos eléctricos, de iluminación y ventilación deben ser a prueba de explosión. Conecte a tierra los contenedores para evitar descargas electrostáticas.

PRECAUCIONES

Líquido inflamable. Evite el contacto directo con el producto. Lávese cuidadosamente después de manejarlo.

8. EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL/CONTROL EXPOSICIÓN

USO NORMAL

Ropa de protección química, gafas de seguridad, guantes impermeables de nitrilo/viton. Si la concentración excede los límites de seguridad use respirador adecuado.

CONTROL DE EMERGENCIAS

Equipo de respiración autónomo (SCBA) y ropa de protección total.

CONTROLES DE INGENIERÍA

Ventilación local y general, para asegurar que la concentración no exceda los límites de exposición ocupacional. Debe disponerse de duchas y estaciones lavaojos.

9. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

APARIENCIA	Líquido claro a ámbar con olor a hidrocarburo.
GRAVEDAD ESPECÍFICA (AGUA=1)	0.82 – 0.87 / 20 °C
PUNTO DE EBULLICIÓN (°C)	271 - 372
PUNTO DE FUSIÓN (°C)	-20 a -40
PUNTO DE INFLAMACIÓN (°C)	40 - 88
TEMPERATURA DE AUTOIGNICIÓN (°C)	257
LÍMITES DE INFLAMABILIDAD (% V/V)	0.5 - 5
DENSIDAD RELATIVA DEL VAPOR (AIRE=1)	No reportado
PRESIÓN DE VAPOR (mm Hg)	0.5 / 20 °C
VISCOSIDAD (cp)	
PH	No aplicable
SOLUBILIDAD	Insoluble en agua. Soluble en otros hidrocarburos.

10. ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD

ESTABILIDAD

Estable bajo condiciones normales. No ocurre polimerización peligrosa.

INCOMPATIBILIDADES (Materiales a evitar)

AGUA (NO)

AIRE (NO)

OTROS: halógenos, ácidos fuertes, álcalis y agentes oxidantes.

11. INFORMACIÓN TOXICOLÓGICA

Si se aspira la sustancia dentro de los pulmones puede causar neumonitis química.
DL50 (oral, ratas) = 7650 mg/kg.

12. INFORMACIÓN ECOLÓGICA

Mortal para la vida acuática y todo tipo de vida animal.

13. CONSIDERACIONES DE ELIMINACIÓN

Los desechos de la absorción del derrame se pueden eliminar por incineración controlada en un lugar aislado.

14. INFORMACIÓN DE TRANSPORTE

Etiqueta roja de líquido inflamable. No se puede transportar con sustancias explosivas, gases inflamables o venenosos, sólidos de combustión espontánea, sustancias comburentes, peróxidos orgánicos, materiales radiactivos ni sustancias con riesgo de incendio. Grupo de empaque: III

Xilenos mezclados

Línea de producto: Petroquímicos
Disolventes aromáticos

Descripción

Los xilenos mezclados se producen por destilación de la fracción de aromáticos (BTX) obtenida en el proceso de reformado catalítico de las naftas del petróleo. Son líquidos volátiles, miscibles en alcohol, éter y otros disolventes orgánicos comunes, y muy poco solubles en agua.

Usos

Se utilizan ampliamente como disolventes en la fabricación de pinturas, como vehículo en la industria de insecticidas y en la fabricación de varios tipos de thinner. Debido a su poder de solvencia, pueden reemplazar al benceno en ciertas formulaciones.

Precauciones de uso y manejo

Pueden producir irritación en la piel y una exposición prolongada puede causar envenenamiento. La concentración máxima permitida de vapores de xilenos en el aire para una exposición en jornada diaria de 8 horas, es de TLV 100 ppm.

CAS: 1330-20-7

UN: 1307

Logística de venta

Se despacha en carrotaques.

Sitio de entrega

Refinería de Barrancabermeja.

Especificaciones técnicas *(Ver cuadro en la página siguiente)*

Xilenos mezclados

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
		ASTM	Mínimo	Máximo
Apariencia (1)	N/A	Visual	Pasa	
Color escala platino cobalto	N/A	D1209		20
Color del lavado ácido	N/A	D848		6
Compuestos de azufre	N/A	D853 (2)	Pasa	
Cromatografía		D2360		
Contenido de no aromáticos	mL/100 mL			1,0
Densidad relativa a 15,6°C	N/A	D4052	Reportar	
Destilación:		D850		
Punto inicial de ebullición (PIE)	°C		137,0	
Punto seco	°C			143,0
Rango de destilación	°C			5

Notas:

- (1) Líquido claro libre de sedimentos y opacidad entre 18,3°C y 25,6°C.
 (2) Libre de H₂S y SO₂; análisis cualitativo.

El catálogo de productos de Ecopetrol tiene por finalidad brindar al usuario información general relacionada con el portafolio de productos comercializados por Ecopetrol S.A. La información provista no es una oferta en los términos del Código de Comercio Colombiano. Su propósito es únicamente informativo. Ecopetrol S.A. no se hace responsable por el uso o interpretación realizada por terceros.

Al ingresar al catálogo el usuario acepta plenamente y sin reservas todos y cada uno de los Términos y Condiciones que regulan la página web www.ecopetrol.com.co. En consecuencia, el usuario debe leer atentamente los Términos y Condiciones en cada una de las ocasiones en que se proponga tener acceso al catálogo.

Los datos e información contenida en el catálogo podrá ser modificada en todo o en parte por Ecopetrol S.A., en cualquier momento y sin previo aviso a los usuarios.

Debido a que en la actualidad los medios técnicos disponibles no permiten garantizar la absoluta falta de injerencia de la acción de terceros personas en los sitios publicados en Internet, Ecopetrol no garantiza la exactitud y/o veracidad de todo o parte de la información contenida en el catálogo, ni su actualización, ni que dicha información haya sido alterada o modificada en todo o en parte, luego de haber sido incluida, ni cualquier otro aspecto o característica de la información brindada por medio del sitio o a través de los links eventualmente incluidos en el mismo.

Ecopetrol no controla ni garantiza la ausencia de virus ni de otros elementos en los contenidos que puedan producir alteraciones en su sistema informático (software y hardware) o en los documentos electrónicos y ficheros almacenados en su sistema informático.

Ecopetrol excluye cualquier responsabilidad por los daños y perjuicios de toda naturaleza que puedan deberse a la presencia de virus o a la presencia de otros elementos en los contenidos que puedan producir alteraciones en el sistema informático, documentos electrónicos o ficheros de los usuarios.



COORDINACION INSPECCION DE CALIDAD
Reporte de resultados de ensayo de laboratorio

16/10/2012 08 23 25 A

LOTE: 90201024E---

Producto: XILENOS
Número de muestra: 203 361 438
Fecha de Vo.Bo: 16-10-2012 5 00 03
Almacenamiento: K0904

Vo Bo: SI

ANALISIS	UNIDAD	RESULTADO	ESPECIFICACION	METODO
APARIENCIA	N/A	PASA		ECOPETROL
COLOR ESCALA PLATINO-COBALTO	N/A	6	20 MAXIMO	ASTM D 1209
COMPUESTOS DE AZUFRE	N/A	PASA		ASTM D 863
NO AROMATICOS	g/100g	6.78-2	1 MAXIMO	ASTM D 2280
DESTILACION XILENOS VENTA (D 850)				
PTO INICIAL DE EBULLICION	°C	137.6	137 MINIMO	ASTM D 850
PUNTO SECO	°C	139.0	143 MAXIMO	ASTM D 850
RANGO DE DESTILACION	°C	1.4	5 MAXIMO	ASTM D 850
GRAVEDAD APUDENSIDAD A 15 °C				
GRAVEDAD API	Grados API	31.2	REPORTAR	ASTM D 4062
DENSIDAD A 15 C	kg/m ³	899.2	REPORTAR	ASTM D 4062
INDICE DE BROMO	mg Br/2100g	1.6	REPORTAR	ASTM D 5778
COLOR AL LAVADO CON ACIDO	N/A	1	6 MAXIMO	ASTM D 848
VISTO BUENO TANQUES				
VoBo	N/A	SI	REPORTAR	VISTO BUENO
COMENTARIO	N/A	NINGUNO	REPORTAR	VISTO BUENO

N/A No Aplica

Comentario: NINGUNO