

**EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DEL TRATAMIENTO QUÍMICO  
PREVENTIVO PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN EL CAMPO  
ESCUELA COLORADO**

**CARLOS GERARDO AMADO CASTAÑEDA  
VICTOR HUGO BERRIO ANAYA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DEL TRATAMIENTO QUÍMICO  
PREVENTIVO PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN EL CAMPO  
ESCUELA COLORADO**

**CARLOS GERARDO AMADO CASTAÑEDA**

**VICTOR HUGO BERRIO ANAYA**

**Trabajo de Grado como requisito para optar por el título de Ingeniero de  
Petróleos.**

**Director:**

**M.Sc. EMILIANO ARIZA LEÓN**

**Codirector:**

**M.Sc. CRISÓSTOMO BARAJAS FERREIRA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

## **DEDICATORIA**

A DIOS por hacer posible este proyecto de vida y brindarme las capacidades y fortaleza de salir adelante.

A mi mami Doris por su inmenso apoyo, sacrificio y constancia para poder hacer realidad mis deseos y su inagotable lucha para formarme como persona.

Carlos Gerardo Amado Castañeda

## **DEDICATORIA**

A mi madre por todos los sacrificios que hizo para que yo alcanzara este meta.

A toda mi familia, ellos saben quién son, por su paciencia.

Victor Hugo Berrio Anaya

## **AGRADECIMIENTOS**

Para el profesor Emiliano Ariza León por sus grandes aportes en la realización de este proyecto de grado, a campo escuela Colorado por brindarnos apoyo en nuestra primera experiencia en la industria petrolera, al ingeniero José por su ayuda y al personal operativo en el área de producción del campo escuela muchas gracias.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCION	20
1. CAMPO COLORADO.	22
1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO	22
1.1.1. Ubicación geográfica.	22
1.1.2. Historia y desarrollo del campo colorado	22
1.1.3. Actualidad del campo colorado.	24
1.1.4. Geología, estructural y estratificada del campo	24
1.2 PROBLEMAS DE PARAFINA EN EL CAMPO COLORADO	26
1.3 TRATAMIENTO QUIMICO PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN CAMPO COLORADO	27
2. PARAFINAS	29
2.1 DEFINICION DE PARAFINAS	29
2.2 PROCESO DE CRISTALIZACIÓN DE LAS PARAFINAS	29
2.2.1 Nucleación.	30
2.2.2 Crecimiento.	30
2.2.3 Aglomeración.	30
2.3. PROPIEDADES INVOLUCRADAS EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS	30
2.3.1 Punto de cristalización.	31
2.3.2 Punto de fluidez.	31
2.3.3 Comportamiento reológico.	31

2.3.4 Temperatura de gel.	32
2.5. PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE LA PARAFINA	32
2.5.1 Temperatura.	32
2.5.2 Presión.	33
2.5.3 Naturaleza de la Solución.	33
2.5.4 Tipo y Rugosidad de la Tubería.	33
2.5.5 Velocidad del Fluido.	34
2.5.6 Relación Gas – Aceite.	34
2.6 TÉCNICAS DE CARACTERIZACIÓN	34
2.6.1 Calorimetría Diferencial de Barrido (DSC)	34
2.6.2 Resonancia Magnética Nuclear de Protón (RMN).	36
2.7 MÉTODOS PARA EL CONTROL DE PARAFINAS	36
2.7.1 Métodos mecánicos.	37
2.7.2 Métodos Térmicos	37
2.7.3. Métodos Biológicos	38
2.8 METODOS QUÍMICOS	38
2.8.1 Clasificación de los Productos Químicos.	38
2.8.2 Aplicación de Productos Químicos.	42
3. METODOLOGIA PARA LA INYECCION DEL TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO	45
3.1. CARACTERÍSTICAS DEL TRATAMIENTO QUÍMICO	45
3.2 PRESELECCIÓN DE POZOS REPRESENTATIVOS DEL CAMPO	48
3.3. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD, SALINIDAD Y BSW	55

3.3.1. Compatibilidad del tratamiento químico.	55
3.3.2. Análisis Del Contenido de Agua y Sedimentos (BSW).	57
3.3.3. Análisis de Salinidad	60
3.3.3.1. Salinidad de Pozos Representativos del Campo Colorado	60
3.3.3.2. Evaluación de la Salinidad del Pozo Col-37 con cada Componente Químico	63
3.3.3.3. Evaluación de la Salinidad en Presencia de Tratamiento Químico y Desemulsificante.	64
3.3.3.4. Evaluación de la Salinidad del Pozo Col- 37.	66
3.3.3.5 Antecedentes Históricos de Salinidad.	67
3.3.3.5.1 Análisis de pozos que afectan la salinidad	68
3.4 SELECCIÓN DE POZOS A LOS CUALES SE LES APLICÓ EL TRATAMIENTO QUIMICO.	70
3.5 DISEÑO EXPERIMENTAL	76
3.6 INYECCIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO	77
3.6.1 Número de Aplicaciones que se realizaron.	78
3.6.2. Pruebas desarrolladas.	79
3.6.3 Volumen aplicado.	79
3.6.4 Tiempo de recirculación:	82
3.7 EVALUACIÓN DE RESULTADOS DE LA INYECCION DEL TRATAMIENTO QUIMICO	95
3.7.1 Para el pozo col 36.	95
3.7.2 Para el pozo col 45.	105
3.7.3 Para el pozo col 75.	112
3.8 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL TRATAMIENTO QUÍMICO	119

3.8.1 Punto de cristalización.	119
3.8.2 punto de fluidez.	120
3.8.3 viscosidad.	121
4. ANALISIS FINANCIERO	123
4.1. TRATAMIENTO QUÍMICO RECOMENDADO	126
CONCLUSIONES	127
RECOMENDACIONES	129
BIBLIOGRAFIA	130
ANEXOS	132

## LISTA DE TABLAS.

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Descripción del tratamiento químico.	46
Tabla 2. Caracterización fisicoquímica del tratamiento químico.	48
Tabla 3. Porcentaje representativo de pozos produciendo en cada bloque	49
Tabla 4. Número de pozos representativos por bloque.	50
Tabla 5. Matriz de selección para el bloque 1	51
Tabla 6. Matriz de selección para el bloque 2	52
Tabla 7. Matriz de selección para el bloque 3	52
Tabla 8. Matriz de selección para el bloque 4	53
Tabla 9. Matriz de selección para el bloque 5	53
Tabla 10. Matriz de selección para el bloque 6	54
Tabla 11. Pozos representativos del campo colorado para realizar el estudio.	55
Tabla 12. Bsw antes y después de aplicar el tratamiento químico.	58
Tabla 13. Salinidad con y sin tratamiento químico.	61
Tabla 14. Salinidad pozo col 37	63
Tabla 15. Salinidad para el pozo Col-11 con desemulsificante.	65
Tabla 16. Salinidad del pozo Col-37.	66
Tabla 17. Matriz de selección para implementar la inyección del tratamiento químico.	71
Tabla 18. Planteamiento del diseño experimental	76
Tabla 19. Número de aplicaciones y descripción de las muestras a tomar.	79
Tabla 20. Cronograma de aplicación	79
Tabla 21. Propiedades evaluadas	79
Tabla 22. Volumen de tratamiento químico inyectado en cada pozo.	81
Tabla 23. volúmenes a inyectar y tiempos de recirculación para cada uno de los pozos	81
Tabla 24. Volumen total de tratamiento químico usado en el proyecto.	81

Tabla 25. Volumen de cada componente químico del tratamiento a emplear en cada aplicación.	81
Tabla 26. Capacidad de producción de la bomba del pozo col 36.	87
Tabla 27. Volumen de fluido pozo col 36	88
Tabla 28. Tiempo de recirculación para el pozo col 36.	88
Tabla 29. Cálculo de la capacidad de producción de la bomba pozo col 45.	90
Tabla 30. Volumen de fluido pozo col 45	91
Tabla 31. Tiempo de recirculación para el pozo col 45.	91
Tabla 32. Cálculo de la capacidad de producción de la bomba pozo col 75.	94
Tabla 33. Volumen de fluido pozo col 75	94
Tabla 34. Tiempo de recirculación para el pozo col 75.	94
Tabla 35. Resultados punto de cristalización pozo col 36	96
Tabla 36. Punto de fluidez pozo col 36	98
Tabla 37. Comportamiento reológico pozo col 36.	100
Tabla 38. Gravedad API pozo col 36	104
Tabla 39. Resultados punto de cristalización pozo col 45	105
Tabla 40. Puntos de fluidez pozo col 45	107
Tabla 41. Comportamiento reológico pozo colorado 45	109
Tabla 42. Gravedad °API pozo col 45	111
Tabla 43. Resultados Punto de cristalización pozo col 75	112
Tabla 44. Punto de fluidez pozo col 75	114
Tabla 45. Comportamiento reológico pozo col 75	116
Tabla 46. Gravedad °API pozo col 75	118
Tabla 47. Costo de cada galón de componente químico	123
Tabla 48. Volumen inyectado a cada pozo en cada aplicación y costo.	124
Tabla 49. Producción diaria de cada pozo.	124
Tabla 50. Costo anual del tratamiento químico	125
Tabla 51. Costo total anual trabajos de limpieza pozo col 36	125

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Ubicación geográfica del campo colorado.	23
Figura 2. Distribución de bloques y pozos del campo colorado.	25
Figura 3. Distribución estratigráfica del campo colorado.	26
Figura 4. Termograma para una muestra de crudo.	35
Figura 5. Efecto de los dispersantes en las parafinas.	40
Figura 6. Efecto de los modificadores de cristal en las parafinas.	41
Figura 7. Sistema de recirculación de químicos.	44
Figura 8. Metodología implementada	45
Figura 9. Formulación del tratamiento químico.	47
Figura 10. Compatibilidad visual del crudo con tratamiento químico.	56
Figura 11. Compatibilidad visual para el agua de formación.	57
Figura 12. Bsw antes y después de la aplicación del tratamiento químico.	58
Figura 13. Prueba de la botella para determinar el Bsw.	60
Figura 14. Salinidad con y sin tratamiento químico.	62
Figura 15. Evaluación de la salinidad pozo Col-37.	64
Figura 16. Salinidad pozo Col-11 con desémulsificante.	65
Figura 17. Salinidad col-37 con cada componente del tratamiento químico.	67
Figura 18. Salinidad y Bsw mes de Enero del 2012.	68
Figura 19. Salinidad y Bsw mes de Febrero del 2012.	69
Figura 20. Pozos seleccionados para la inyección del tratamiento químico.	72
Figura 21. Estado mecánico pozo col 36.	73
Figura 22. Estado mecánico pozo col 45.	74
Figura 23. Estado mecánico pozo col 75.	75
Figura 24. Sistema de recirculación de los pozos en superficie.	78
Figura 25. Recorrido del tratamiento químico en un ciclo de recirculación.	83
Figura 26. Parámetros de selección del tiempo de recirculación.	84
Figura 27. Registro sonolog pozo col 36.	85

Figura 28. Registro sonolog col 36 después de aumentar los SPM	86
Figura 29. Dinagrama para determinar la eficiencia de la bomba pozo col 36.	87
Figura 30. Sonolog para determinar el nivel de fluido inicial pozo col 45.	89
Figura 31. Dinagrama para determinar la eficiencia de la bomba del pozo 45.	90
Figura 32. Sonolog para determinar el nivel fluido inicial pozo col 75.	92
Figura 33. Sonolog para determinar la disminución del nivel de fluido pozo col 75.	93
Figura 34. Dinagrama para determinar la eficiencia de la bomba pozo col 75.	93
Figura 35. Puntos de cristalización por el método DSC pozo Col 36.	96
Figura 36. Puntos de fluidez pozo col 36.	99
Figura 37. Viscosidad pozo col 36 antes y después de la primera aplicación.	102
Figura 38. Viscosidad pozo col 36 antes y después de la segunda aplicación.	103
Gravedad API.	103
Figura 39. gravedad API colorado 36	104
Figura 40. Puntos de cristalización por el método DSC pozo col 45.	106
Figura 41. Puntos de fluidez pozo col 45.	108
Figura 42. Viscosidad pozo col 45 antes y después de la primera aplicación.	110
Figura 43. Viscosidad pozo col 45 antes y después de la segunda aplicación.	110
Figura 44. Gravedad API col 45	112
Figura 45. Puntos de cristalización por el método DSC pozo col 75.	113
Figura 46. Puntos de fluidez pozo col 75.	115
Figura 47. Viscosidad pozo col 75 antes y después de la primera aplicación a 90 s-1.	117
Figura 48. Viscosidad pozo col 75 antes y después de la segunda aplicación.	117
Figura 49. Gravedad API col 75	118
Figura 50. Punto de cristalización para los 3 pozos.	119
3.8.2 punto de fluidez.	120
Figura 51. Tendencia del punto de fluidez para los 3 pozos.	120
Figura 52. Tendencia de la viscosidad para los 3 pozos.	122

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LA INYECCION DEL TRATAMIENTO QUÍMICO	133
ANEXO B. RESULTADOS PRUEBAS DEL DSC	141

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACION DE LA EFECTIVIDAD DEL TRATAMIENTO QUÍMICO PREVENTIVO PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO<sup>†</sup>

**AUTORES:** CARLOS GERARDO AMADO CASTAÑEDA  
VICTOR HUGO BERRIO ANAYA<sup>\*\*</sup>

**PALABRAS CLAVES:** Campo escuela Colorado, punto de cristalización, punto de fluidez, salinidad, frecuencia de aplicación, volumen de inyección del tratamiento químico

### DESCRIPCION

En este trabajo se midió la efectividad de un tratamiento químico preventivo para el control de parafinas del campo escuela Colorado. Se explica que son los depósitos de parafina y por que se dan a lo largo del mismo yacimiento pasando por las líneas de producción hasta llegar a los tanques de almacenamiento.

Se utilizó una matriz de selección y un método de muestreo estratificado para escoger diez pozos del campo escuela a los cuales se tomó muestras del crudo producido y se les hizo pruebas de laboratorio (análisis de salinidad y Bsw). Esta primera fase de pruebas de laboratorio tuvo como fin descartar que la aplicación del tratamiento químico provocara el aumento en la salinidad del crudo producido. De las muestras con mejores resultados en las pruebas anteriormente mencionadas se escogieron tres pozos candidatos a los cuales se les aplicó el tratamiento químico.

Se evaluó el tratamiento químico aplicando un volumen constante de tratamiento químico a cada uno de los pozos escogidos y utilizando como variable independiente la frecuencia de aplicación del tratamiento químico, todo esto para estimar el efecto sobre las propiedades del crudo (punto de nube, punto de fluidez, comportamiento reológico) y con los resultados obtenidos se recomendó la dosis de tratamiento químico a aplicar en cada pozo y la frecuencia de aplicación del mismo.

Se analizó que la aplicación del tratamiento químico para un pozo es de menor costo que la realización de un trabajo de workover.

---

<sup>†</sup>Proyecto de Grado

<sup>\*\*</sup>Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Emiliano Ariza León. Codirector: M.Sc. Crisóstomo Barajas Ferreira

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATING OF THE EFFECTIVENESS OF THE PREVENTIVE CHEMICAL TREATMENT FOR THE CONTROL OF PARAFFIN AT COLORADO SCHOOL FIELD\*

**AUTHORS:** CARLOS GERARDO AMADO CASTAÑEDA  
VICTOR HUGO BERRIO ANAYA\*\*

**KEYWORDS:** Colorado School Field, crystallization point, pour point, viscosity, salinity, frequency of application, injection volume of the chemical treatment

### DESCRIPTION

In this study measured the effectiveness of the preventive chemical treatment for the control of the Colorado School field's paraffin. It is explained that are the paraffin deposits and because occur along by the same reservoir, going through the production line, up to end in the storage tanks.

We used a selection matrix and stratified sampling method to select school field's ten wells, which were taken samples of the crude oil produced and were made laboratory tests (analysis of salinity and bsw). This first phase of laboratory tests had as purpose to discard that the application of chemical treatment will cause an increase in salinity of the crude oil produced. Of the samples with better results in the tests previously mentioned, three wells were chosen like candidates, to which were applied the chemical treatment.

Chemical treatment was evaluated, by applying a constant volume of chemical treatment to each of wells selected and using as the independent variable the frequency of application of chemical treatment, all to estimate the effect on the properties of the crude (cloud point, pour point, rheological performance) and with the results obtained, we recommended the dose of chemical treatment to apply in each well and the frequency of application of the same.

We analyzed that the application of the chemical treatment for a well is lower cost than enforcement of a workover labor.

---

\*Graduation Project

\*\*Faculty of Physicochemical Engineering, Petroleum Engineering. Thesis Director: M.Sc. Emiliano Ariza León. Codirector: M.Sc. Crisóstomo Barajas Ferreira

## INTRODUCCION

En el campo escuela Colorado se presentan problemas operativos desde los inicios de su vida productiva debido a la precipitación y depositación de parafinas, los cuales ocasionan disminución de la producción, taponamiento en las líneas de subsuelo y superficie e incremento en el costo para mantenimiento de equipos. Dichos problemas generan un aumento de costos operacionales y en algunos casos ocasiona el abandono de los pozos.

En campo escuela Colorado, desde hace algún tiempo se está aplicando una combinación (solvente-dispersante) la cual previene la precipitación de las parafinas, pero este tratamiento químico tiene un precio muy elevado y fue implementado empíricamente, razón por la cual se optó por una combinación de químicos menos costosa (un dispersante, un solvente y un surfactante) que cumpla con la misma función y que ya demostró ser efectivo al aplicarse al pozo colorado 75.

Otro problema reportado en campo es que después de aplicar el tratamiento químico (dispersante, solvente, solvente mutual y surfactante) se elevaba la salinidad del crudo producido, razón por la cual se desarrolló este proyecto de grado “EVALUACION DE LA EFECTIVIDAD DEL TRATAMIENTO QUIMICO PREVENTIVO PARA EL CONTROL DE PARAFINAS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO” en donde se realizaron pruebas de laboratorio (salinidad y Bsw.) a muestras de crudo de 10 pozos seleccionados y se analizaron datos de producción, con el fin de analizar a fondo el problema anteriormente mencionado. Con los resultados de las pruebas de laboratorio se escogieron 3 pozos a los que se les aplico el tratamiento químico.

A los tres pozos se les tomó muestras antes y después de la aplicación del tratamiento químico. Se le realizaron pruebas de punto de fluidez, punto de cristalización y comportamiento reológico para evaluar la efectividad del tratamiento químico preventivo para el control de parafinas del campo escuela colorado.

Con la implementación del tratamiento químico preventivo para el control de parafinas se busca mejorar la producción y disminuir los costos operacionales en el campo escuela Colorado.

## **1. CAMPO COLORADO.**

El campo escuela Colorado se ha convertido en un importante centro de aprendizaje gracias al convenio entre la Universidad Industrial de Santander (Uis) y la empresa colombiana de petróleo (ECOPETROL S.A). Dando un enfoque al fortalecimiento de la formación integral de los estudiantes al permitir que estos desarrollen sus conocimientos teóricos y prácticos permitiendo la investigación y el aprendizaje técnico junto con el teórico aplicado a proyectos que se desarrollan en el mismo.

### **1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO**

**1.1.1. Ubicación geográfica.** El campo Colorado está localizado en la cuenca del valle medio del Magdalena en la provincia estructural del piedemonte occidental de la cordillera oriental, en la vereda Los Colorados, corregimiento de Yarima, en el municipio de San Vicente de Chucurí, departamento de Santander. Ubicado al sudeste de Barrancabermeja y al sur del campo La Cira-Infantas en el área de la antigua concesión de Mares<sup>1</sup> (ver figura 1).

**1.1.2. Historia y desarrollo del campo Colorado.** La exploración del campo escuela Colorado inició en los años 1923 y 1932 por la Tropical Oil Company-TROCO perforando 7 pozos. En 1945 se reinició la exploración con la perforación del pozo Col 9 con buenos resultados, lo que motivó a perforar 8 nuevos pozos entre 1945-1946 para un total de 15 pozos.

---

<sup>1</sup> Diagnóstico y estrategias de recobro campo Colorado. ECOPETROL S.A. GERENCIA MAGDALENA MEDIO. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Diciembre 2003.

Entre los años 1953 y 1964, ECOPETROL desarrolló completamente el campo mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda la estructura. El campo colorado inicia su producción en el año 1945 con una tasa de 300 BOPD. En el año 1961 alcanzó su máxima producción llegando a un caudal de 1771 BOPD pero empezaría a declinar rápidamente hasta llegar a una producción de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por diferentes problemas mecánicos ocasionados por el taponamiento de las líneas de producción debido a la precipitación de parafinas y que llevaría a la pérdida de pozos productores. Entre los años 1966 y 1976 se mantuvo una producción promedio de 670 BOPD. A partir de 1976 inicia una declinación del campo, pasando de 692 BOPD en junio de 1976 a 47 BOPD en junio de 1989. El máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos en producción<sup>2</sup>.

**Figura 1. Ubicación geográfica del campo colorado.**



Fuente: Camposcuela.wordpress.com

<sup>2</sup> ARIZA LEON, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo escuela colorado. Tesis de Maestría. Universidad industrial de Santander. Bucaramanga. 2008

**1.1.3. Actualidad del campo colorado.** A septiembre 2012 la producción promedio es de 420 BOPD, el sistema de producción es de 21 pozos con producción continua por bombeo mecánico en los pozos col 3, 23, 24, 27,33, 35, 36, 37, 40, 44, 45, 49, 52, 55, 56, 59, 67, 74, 75, por sistema de recoil en el pozo col 25 y dos pozos que presentan producción intermitente col 11 y col 31. El Campo Colorado tiene una muy baja producción de agua en su comportamiento histórico inferior al 1%, siendo esto típico de un campo con una influencia mínima o nula de algún tipo de acuífero. Mediante la determinación de la gravedad API del crudo de los pozos del Campo, se realizó un análisis y se encontró que el petróleo producido varía de 30 a 47 °API a lo largo de toda la estructura lo cual indica que es un crudo liviano.

**1.1.4. Geología, estructural y estratificada del campo<sup>3</sup>.** La estructura geológica del campo colorado está conformada por un anticlinal cuyo flanco buza al oriente y el más corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25° y 45° en el cual se presentan un gran número de fallas que dividen el campo en seis bloques (ver Figura. 2).

El perfil estratigráfico del campo colorado se encuentra en las formaciones colorado, esmeraldas, mugrosa y la paz de tope a base respectivamente, estas a su vez se dividen en arenas o zonas A, B, C, D y E. depositadas en un sistema fluvial meándrico, caracterizado por intercalaciones de depósitos de areniscas y lodolitas continentales (ver Figura 3.).

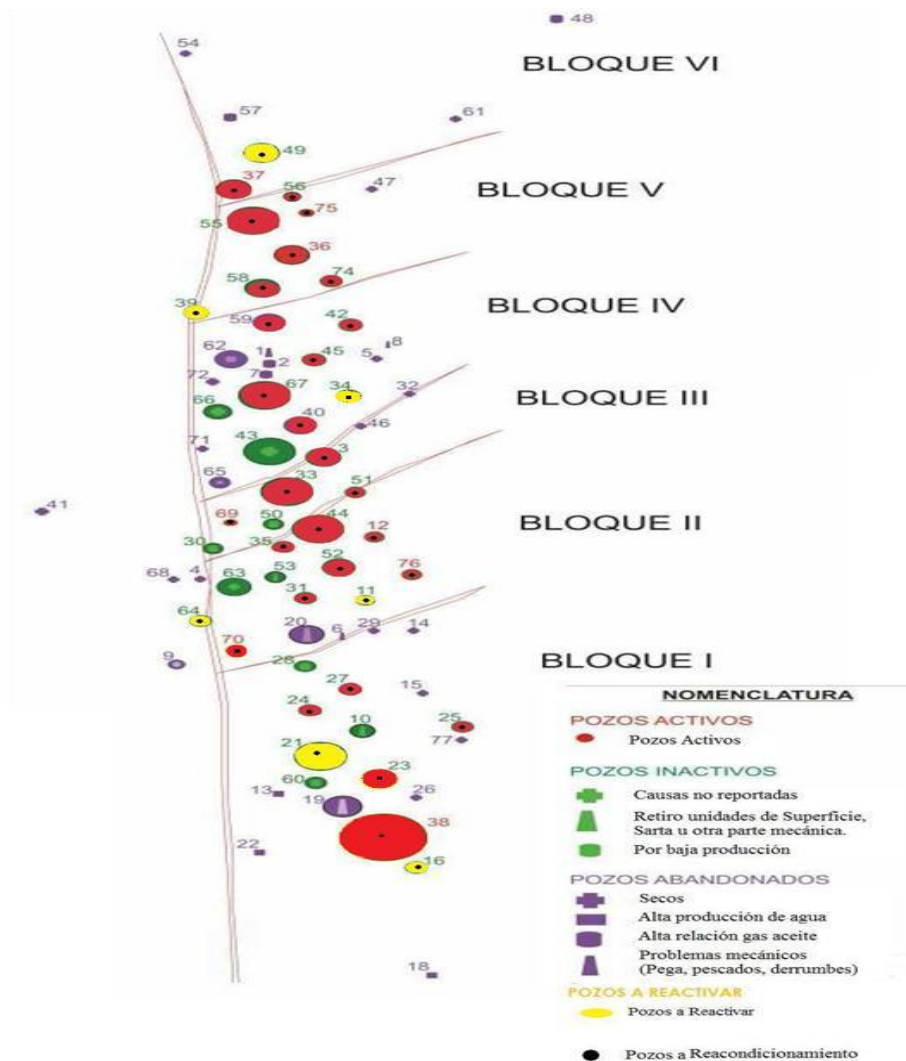
El petróleo del campo colorado se extrae principalmente de la formación mugrosa. Las principales arenas productoras en el campo se les han llamado “arenas B” que se divide en dos zonas la B1 con porosidad de 12,9% y la B2 con porosidad de

---

<sup>3</sup> TOLOZA H, Silvia J. Identificación de los Factores Geológicos que Afectan las Características Geoquímicas de los Crudos del Campo Escuela Colorado. Bucaramanga.2010

15,7%. Al igual que la arena B a la arena C también se le ha dividido en dos zonas la C1 con porosidad de 19,6% y la C2 con porosidad de 19.6% obteniendo así una porosidad promedio para estas dos arenas A y B de 12.9% y con un espesor de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 respectivamente. (Ver anexo. A).

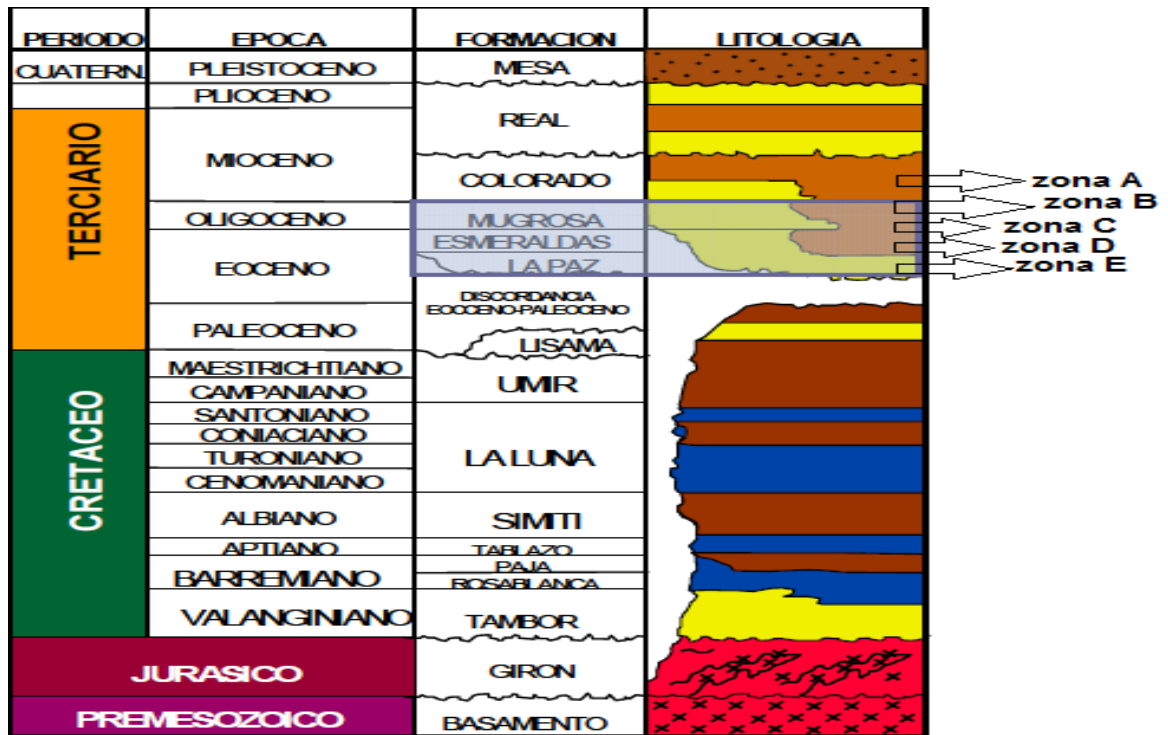
**Figura 2. Distribución de bloques y pozos del campo colorado.**



Fuente: Campo escuela colorado

La información en cuanto a la presión es ilimitada pero se tiene reportada una presión inicial de 810 psi en la zona de la arena B y de 3000 psi en la zona de la arena C de la formación mugrosa y el principal mecanismo de producción predominante es por empuje de gas en solución.

**Figura 3. Distribución estratigráfica del campo colorado.**



Fuente: Modificado de. TOLOZA H... Silvia J. Identificación de los factores geológicos que afectan las características geoquímicas de los crudos del campo escuela colorado. Bucaramanga.

### 1.2 PROBLEMAS DE PARAFINA EN EL CAMPO COLORADO

El crudo de Campo Escuela Colorado es altamente parafínico razón por la cual históricamente se han presentado problemas de precipitación de parafinas y depositación de ceras en la tubería de producción y los equipos de subsuelo, con llevando así a diversos problemas operacionales como el aumento de la viscosidad, taponamiento de tuberías, disminución del diámetro efectivo y todo

esto dando como resultado una disminución en la producción y en algunos casos el cierre del pozo, problemas que representan un impacto económico al campo.

El trabajo de investigación realizado por el ingeniero EMILIANO ARIZA LEÓN determinó el umbral de precipitación de parafinas para el crudo de la arena B del pozo col 25 de la formación mugrosa y encontró que el problema de precipitación de parafinas se presenta en la tubería de producción a una temperatura de 90 °F y una profundidad de 1550 ft. Con base en esto y partiendo que los crudos del campo colorado son homogéneos y de origen común se estima que el umbral de precipitación sea muy similar para el de la arena c. El problema de precipitación del campo colorado no es tan severo ya que el punto de fluidez se encuentra distante del punto de cristalización y no se somete a temperaturas tan bajas o cercanas a los 5 °C por ende el crudo no deja de fluir debido a esta propiedad, pero un tratamiento oportuno y un seguimiento con productos químicos u algún otro método correctivo garantizará la productividad del campo<sup>2</sup>.

### **1.3 TRATAMIENTO QUIMICO PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN CAMPO COLORADO**

Aunque no hay muy buen registro de los trabajos realizados en campo, se han desarrollado trabajos de varilleos y cambio de bombas de subsuelo averiadas en consecuencia del problema de parafinas. Por otra parte se han implementado métodos de inyección de aceite caliente en las líneas de flujo para el control de parafinas y se ha estudiado la factibilidad de esta inyección para pozos como el col 75, pero no se ha realizado en el campo de forma experimental y controlada. Por otra parte estudios desarrollados por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) a cerca de la inyección de aceite caliente en campos cercanos al área de colorado y llevados a cabo en el pasado sin tener en cuenta las características del crudo puede ser la responsable de la actual baja de producción de los pozos por

generar precipitados de parafina cerca o en la cara del pozo causando así daño de formación<sup>4</sup>.

Por otra parte se determinó un tratamiento químico preventivo para el control de parafinas que consiste en una formulación de aditivos químicos en diferentes proporciones, el cual diseñado para el pozo col 25 obteniendo buenos resultados, tratamiento establecido que se ejecutara en este proyecto<sup>5</sup>.

A este tratamiento químico formulado se le realizó un piloto de inyección en el pozo col 75 obteniendo buenos resultados<sup>6</sup>. Pero se generó la hipótesis de que el tratamiento podría estar afectando la salinidad del campo incrementándola en gran proporción de forma inesperada, razón por la cual no se aplicó el tratamiento a otros pozos ya que se consideró que era el causante de este fenómeno.

Actualmente en campo se inyecta una mezcla dispersante - solvente en una proporción experimentalmente no definida pero que ayuda al problema de parafinas.

---

<sup>4</sup> SANCHEZ P, Ilsen Adriana y GUTIERRES O..., Henry Fernando. Estudio de Factibilidad del Uso del Aceite Liviano de Ciclo para el Control de Parafinas en el Campo Colorado. Bucaramanga 2011.

<sup>5</sup> OCHOA L..., Ismael O, y LOPEZ A, Sergio L. Evaluación de un Tratamiento Químico para el Control de Parafinas en el Crudo del Campo Colorado. Bucaramanga, 2009.

<sup>6</sup> MARTÍNEZ G, Rosa I, y AMAYA B, Miguel I. Aplicación de un Tratamiento Químico para el Control de Parafina en la Tubería de Producción en el Crudo del Campo Escuela Colorado. Bucaramanga, 2010.

## 2. PARAFINAS

### 2.1 DEFINICION DE PARAFINAS<sup>7</sup>

Las parafinas constituyen la clase más simple de los compuestos orgánicos, caracterizándose porque sus átomos están unidos por enlaces sencillos, son moléculas apolares cuya interacción se debe a fuerzas de van der Waals. Los depósitos de parafina no son solubles en muchos crudos y son inertes al ataque de ácidos, bases, y agentes oxidantes, de ahí su nombre parafina que proviene del latín *para + affinis* que significa “poca afinidad”.

Las parafinas normales son cadenas de hidrocarburos saturados, formados principalmente por cadenas entre  $C_{18}$  y  $C_{60+}$  con temperaturas de fusión de 64 °F a 211 °F. Existen parafinas que suelen precipitarse bajo ciertas condiciones termodinámicas debido a su naturaleza cristalina y son conocidas como ceras parafínicas. Las ceras son materiales complejos que contienen cadenas de alcanos lineales y ramificados, cicloalcanos y pueden estar acompañados de aromáticos, asfáltenos, y resinas.

### 2.2 PROCESO DE CRISTALIZACIÓN DE LAS PARAFINAS

Las parafinas son esencialmente mezclas de largas cadenas lineales hidrocarbonadas (n-parafinas), están constituidas por cadenas de hidrocarburos que poseen únicamente átomos de carbono e hidrógeno; La cristalización de las

---

<sup>7</sup> CHAVARRÍA, S., NIÑO, A.:” Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfáltenos en el campo colorado”, Universidad industrial de Santander. Bucaramanga, 2010. Pág.18

parafinas está determinada por tres fenómenos sucesivos, los cuales se mencionan a continuación:

**2.2.1 Nucleación.** Cuando la temperatura de la solución líquida disminuye hasta el punto de nube, la energía de movimiento molecular se incrementa generándose aproximaciones entre cristales que han iniciado su formación y consecuente agregación de cadenas adyacentemente alineadas. Las moléculas de parafina continúan adhiriéndose hasta formar cristales ordenados. Estos cristales forman núcleos que alcanzan un tamaño crítico y llegan a ser estables dando inicio la fase de Nucleación<sup>2</sup>.

**2.2.2 Crecimiento.** Una vez los núcleos son formados y la temperatura es mantenida cercana al punto de nube, moléculas adicionales precipitan sucesivamente sobre los sitios nucleados y llegan a ser parte de las estructuras laminares crecientes. Este mecanismo es llamado proceso de crecimiento.

**2.2.3 Aglomeración.** Cuando el producto es enfriado a una temperatura más baja que el punto de nube, aumentando drásticamente el tamaño del cristal y modificando las propiedades reológicas de la solución. Finalmente los Cristales se aglomeran dentro de partículas que se depositan o se organizan en redes cristalinas rígidas.

### **2.3. PROPIEDADES INVOLUCRADAS EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS**

Las propiedades más importantes que se deben tener en cuenta en el momento de seleccionar algún tipo de tratamiento químico para el control de parafinas son: el punto de nube, punto de fluidez y comportamiento reológico, propiedades que están en función de la temperatura de saturación de sus componentes y de la tasa de enfriamiento a la que se someta la mezcla de hidrocarburo.

**2.3.1 Punto de cristalización.** Temperatura a la cual se forma el primer cristal de parafina. El punto de nube para cada mezcla de crudo depende de la temperatura de saturación de sus componentes y de la tasa de enfriamiento a la que se someta la mezcla de hidrocarburos.

La técnica utilizada en este proyecto de grado para estimar el punto de nube o cristalización fue la calorimetría diferencial de barrido (DSC).

**2.3.2 Punto de fluidez.** Es la temperatura a la cual el crudo deja de fluir, debido al aumento de la viscosidad producto de la parafina precipitada a medida que se enfría la muestra. Debido a que la parafina cristalizada atrapa en su red cristalina las fracciones líquidas de este, formando una sustancia altamente viscosa en forma de gel.

**2.3.3 Comportamiento reológico.** La reología es la ciencia que estudia las características de deformación y de flujo tanto líquido como sólido de un fluido.

La viscosidad es un parámetro fundamental en la reología de un fluido, esta se define como una medida de la resistencia a la deformación del fluido. La viscosidad puede estar muy afectada por variables como la temperatura, la presión y el gradiente de velocidad de deformación entre otros, siendo estas las más importantes. Para líquidos la viscosidad disminuye a medida que aumenta la temperatura.

Los cambios de viscosidad con la presión son bastantes pequeños, para presiones distintas de la atmosférica. Para la mayoría de los casos prácticos, el efecto de la presión se ignora a la hora de hacer mediciones con el viscosímetro.

De acuerdo al comportamiento reológico los fluidos se caracterizan como:

- Fluido Newtoniano: proporcional entre el esfuerzo de corte y la velocidad de deformación.
- No Newtonianos: no hay proporcionalidad entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación.
- Viscoelásticos: se comportan como líquidos y sólidos, presentando propiedades de ambos.

**2.3.4 Temperatura de gel.** Es aquella a la cual se inicia la formación de una red cristalina cuando el fluido esta en reposo y se enfría por debajo del punto de fluidez<sup>7</sup>.

## **2.5. PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE LA PARAFINA<sup>8</sup>**

**2.5.1 Temperatura.** En el reservorio a una temperatura, el petróleo contiene una determinada cantidad de parafinas en solución. A medida que este asciende hacia la superficie a través de la tubería de producción, experimenta un gradual enfriamiento. La disminución de temperatura es un factor que causa la reducción de la solubilidad.

La depositación de parafinas, se produce cuando la solubilidad de esta en el petróleo es muy baja, esto ocurre en un punto en el sistema en el que la temperatura es menor al punto de nube o cristalización. Cuando la temperatura disminuye por debajo de este punto aparece un cristal de parafina y se inicia la depositación de la misma.

---

<sup>8</sup> Review of Paraffin Control and Removal in Oil Wells Using Southwestern Petroleum Short Course Searchable Database- noman Shahreyar, b.s.ch.e. Thesis in Petroleum Engineering.

La parafina más dura (de punto de fusión más alto) son las primeras en depositarse en las instalaciones sub-superficiales de producción, mientras que las más blandas lo hacen en los tramos más fríos de las instalaciones superficiales.

**2.5.2 Presión.** Las caídas de presión pueden también provocar la depositación de parafinas, debido a que los componentes volátiles del crudo (como el propano y el butano) se evaporan, en términos generales la pérdida de las fracciones livianas favorecen a precipitación de parafinas debido a:

- Se reduce la solubilidad de la parafina en el petróleo.
- Se reduce la temperatura debido a la expansión de los gases.
- El volumen total de los solventes disminuye.

**2.5.3 Naturaleza de la Solución.** Se relaciona a la composición física y química del crudo. La composición física indica la cantidad de materiales extraños tales como agua, gas, resinas, metales, productos de corrosión, material asfáltico, arenas finas, sales entre otras que sirven como núcleos alrededor de los cuales puede cristalizar la parafina. Estas partículas que actúan como núcleos para la formación de pequeños y grandes cristales de parafina, incrementan la tendencia a la separación de la fase líquida y la posterior depositación. Experimentos muestran que si la composición fisicoquímica de la solución tiende a ser más liviana (es decir existe una disminución del peso molecular), se disminuye el punto de cristalización<sup>8</sup>.

**2.5.4 Tipo y Rugosidad de la Tubería.** El grado de depositación de la parafina en la superficie de los elementos tubulares que forman parte del sistema de producción, es proporcional al grado de rugosidad, debido a que presentan una mayor área de exposición a la depositación.

La rugosidad de la superficie se le expresa mediante “EL FACTOR DE RUGOSIDAD” que es un promedio de las distancias entre los picos y los valles del perfil de la superficie de corrosión, tomados perpendicularmente a la cara de este.

**2.5.5 Velocidad del Fluido.** La velocidad de acumulación en una tubería de acero aumenta para crudos más viscosos y para velocidades de flujo bajas debido a que hay mayor pérdida de temperatura a través de la tubería de producción y mejor ambiente para que esta se precipite.

**2.5.6 Relación Gas – Aceite.** La presencia de gas en el crudo realiza el efecto de solvente en el crudo provocando que el punto de cristalización baje, efecto causado a que las burbujas de gas dispersas en el crudo tienen una energía de presión adicional que ayuda al flujo. Además el gas en solución ocupa un espacio entre las moléculas de parafina previniendo su unión, cuando disminuye la presión<sup>7</sup>.

## 2.6 TÉCNICAS DE CARACTERIZACIÓN

Hay multitud de técnicas y métodos para estudiar los crudos. Sin embargo, solo se van a describir los más comunes y el empleado en este proyecto<sup>9</sup>.

**2.6.1 Calorimetría Diferencial de Barrido (DSC)<sup>9</sup>** La calorimetría diferencial de barrido se emplea para estudiar el comportamiento térmico de las ceras contenidas en el crudo y proporcionar información sobre las especies moleculares que precipitan o cristalizan, como puede ser la temperatura de transición vítrea, la temperatura de punto de cristalización, la temperatura de disolución de cera,

---

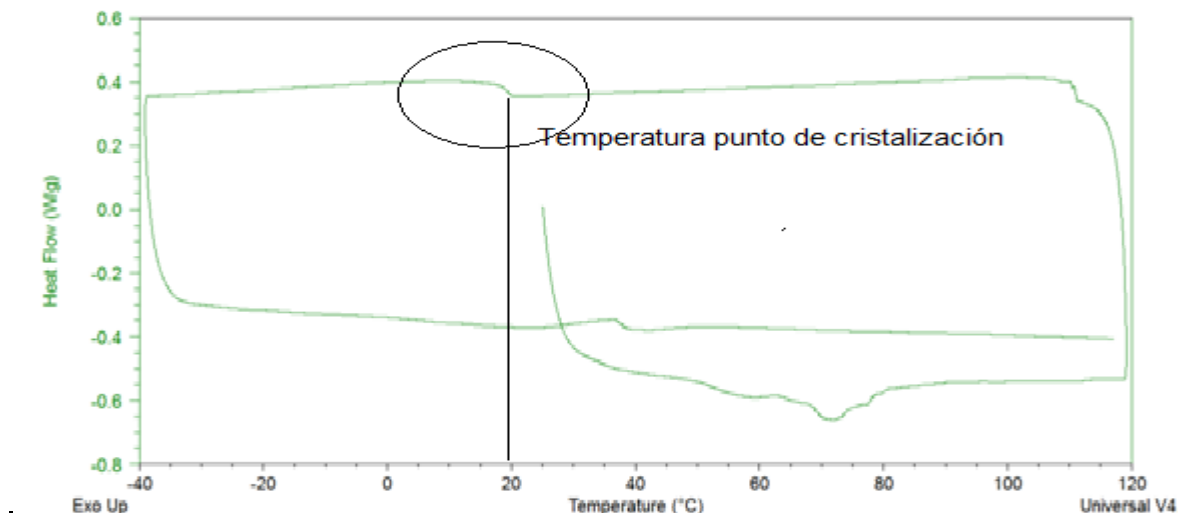
<sup>9</sup> GREÑO CANO, Isabel. Fraccionamiento de crudos por enfriamiento. Móstoles. 2009

entalpías de precipitación y disolución o la curva de precipitación de parafinas en función de la temperatura.

Esta técnica mide las temperaturas entre el crisol que contiene la muestra a analizar y el crisol de referencia o bien la potencia de calefacción o enfriamiento necesarias para igualar ambas temperaturas, cuando se producen fenómenos de fusión, cristalización, etc.

La representación del flujo de calor frente a la temperatura se conoce con el nombre de termograma. En ellos se observa diferentes picos, serán positivos si se trata de un proceso exotérmico y negativos si es endotérmico. Las transiciones vítreas se manifiestan con un cambio de pendiente en el termograma (ver Figura.4).

**Figura 4. Termograma para una muestra de crudo.**



Fuente: Autores

En este proyecto se utiliza la técnica de calorimetría diferencial de barrido para obtener la curva de precipitación, punto de cristalización y demás.

**2.6.2 Resonancia Magnética Nuclear de Protón (RMN).** La resonancia magnética nuclear es una técnica espectroscópica que se utiliza para determinar la estructura de los compuestos, principalmente compuestos orgánicos. Para realizar un ensayo de resonancia, se coloca la muestra en un campo magnético, los núcleos con espín positivo se orientan en la misma dirección del campo magnético en un estado de mínima energía y los núcleos con espín negativo se orientan en dirección opuesta en un estado de mayor energía. Posteriormente se aplica radiación en el intervalo de la radiofrecuencia. Los núcleos se excitan al estado de mayor energía y cuando regresan a su estado inicial, se detecta un voltaje inducido como resultado de estos cambios de orientación.

Como resultado se obtiene un espectro de RMN, que es una representación del voltaje inducido en función de la variación del tiempo.

La diferencia entre el campo magnético externo y el inducido provoca que la frecuencia emitida sea distinta y, se obtiene un espectro RMN específico según la naturaleza de la muestra. Estos permiten información sobre el número, la naturaleza y el entorno químico de los protones presentes en la muestra<sup>10</sup>.

## **2.7 MÉTODOS PARA EL CONTROL DE PARAFINAS**

Hay una amplia gama de tratamientos disponibles para el control de parafina pero sin embargo estos los podemos agrupar en cuatro categorías tales como: químicos, térmicos, biológicos, y mecánicos.

---

<sup>10</sup> GARCÍA GALVÁN, Federico. Evaluación de un Modelo Termodinámico de Precipitación de Parafinas para Predecir Problemas de Aseguramiento de Flujo.2008

**2.7.1 Métodos mecánicos.** El método mecánico es quizás el más antiguo y comúnmente usado para el control de parafinas. Consiste en la remoción de esta del tubing o tubería de producción mediante el uso de raspadores, ganchos, brocas y cortadores de parafina<sup>8</sup>.

**Recubrimiento con plástico:** La depositación de las parafinas puede inhibirse por un recubrimiento plástico en el interior de la tubería. Sin embargo en operaciones de pozo con herramientas wereline y de calentamiento de tubería puede no ser tan efectivo.

**2.7.2 Métodos Térmicos<sup>10</sup>.** Cuando los métodos mecánicos no son muy efectivos, se tiende a utilizar calor para aprovechar la propiedad que tiene este en fundir la parafina y para la resolución de la emulsión. Con base en la generación de calor podemos encontrar varios métodos como:

- **Inyección de aceite caliente:** es una de las técnicas más usadas para la remoción de parafinas. El método consiste en tomar aceite caliente (preferiblemente del mismo yacimiento) aumentar su temperatura de 150 °F a 300°F y después bombearlo dentro del pozo ya sea por el tubing o directamente por el anular.
- **Calentadores de fondo del pozo:** el objetivo es mantener la temperatura del crudo por encima del punto de nube para evitar la precipitación de parafinas, suelen instalarse calentadores de resistencia eléctrica en la boca del pozo para elevar la temperatura del crudo.
- **Calentadores de tubería:** en esta técnica, la energía eléctrica es alimentada hacia el tope del tubing. Por motivos de seguridad la cabeza de pozo esta eléctricamente aislada del tubing. La corriente fluye por el tubing hacia el fondo del pozo, en la zona donde se encuentra la parafina depositada, ahí un contactor en el casing que completa el circuito.

**2.7.3. Métodos Biológicos<sup>11</sup>.** Este método utiliza microorganismos como bacterias devoradoras de parafina para el control de los depósitos en el pozo. Estas bacterias están en la naturaleza y son principalmente anaeróbicas, es decir que necesitan oxígeno para vivir. Las bacterias son suministradas en un polvo seco en el espacio anular con una salmuera junto con un biocatalizador y un nutriente orgánico.

## **2.8 METODOS QUÍMICOS**

Este método está basado en el uso de productos químicos los cuales están enfocados a cumplir con algunas de las siguientes funciones.

- Disolver y remover los depósitos de parafinas una vez que estos ya estén formados.
- Prevenir y evitar la formación y el desarrollo de depósitos de parafina.
- Reducir la adherencia de parafina a las paredes de la tubería de producción.

La selección de los productos químicos así como la dosificación, aplicación y el objetivo que estos deben desarrollar es clave en la aplicación de tratamientos químicos.

**2.8.1 Clasificación de los Productos Químicos.** De acuerdo a la función con la que está enfocada a desempeñar los productos químicos estos se pueden clasificar en: solventes, dispersantes, modificadores de cristal, surfactantes.

- **Solventes:** Son productos químicos orgánicos derivados del petróleo empleados para disolver depósitos de parafina.

---

<sup>11</sup> RESTREPO G., Karin L., y Garza S., Carlos H., Daño a la Formación por Precipitación de Parafinas. Estado del Arte. Bucaramanga.2006

El uso de solventes puros o mezclados con hidrocarburos es una práctica muy común y bastante aplicada para disolver y restaurar propiedades solubles del crudo provocado por las pérdidas de fracciones livianas al someterse a una disminución de presión y temperatura.

Los dos tipos de solventes más usados en operaciones de campo son alifáticos como diesel, varsol y condensados; aromáticos como tolueno y xileno. Este tipo de químicos disuelve un peso específico de parafina basado en el peso molecular de la parafina, la temperatura y la presión antes de que el poder del solvente se agote<sup>6</sup>.

Usualmente suelen mezclarse solventes junto con dispersantes y surfactantes para generar una mejor dispersión de la parafina.

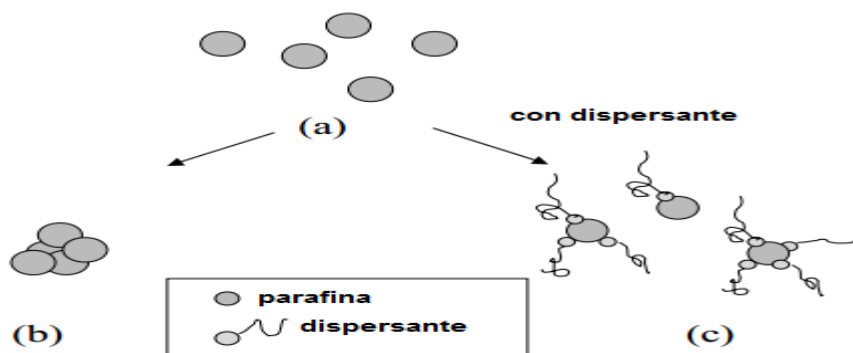
Existen otros solventes denominados **solventes mutuales**. El cual maneja alta solubilidad tanto en agua como en hidrocarburo, y el cual cumple funciones como ayudar a la eliminación de depósitos orgánicos, controla la mojabilidad de las superficies a contactar, la no formación de emulsiones y mejorar la solubilidad entre los compuestos que se estén interactuando.

- **Dispersantes:** son agentes surfactantes activos que revisten los pequeños cristales de parafina y la superficie metálica de los elementos tubulares; Como consecuencia de esto, los cristales se repelan unos a otros y además son repelidos de la superficie de la tubería.

Los dispersantes no disuelven la parafina, sino que trabajan neutralizando las fuerzas atractivas que unen las partículas de parafina a estar juntas, es decir los depósitos son fragmentados en tamaño de partículas mucho más diminutas y rodeadas o separadas por las moléculas de dispersantes para luego ser reabsorbidos por la corriente de flujo (ver Figura.5).

Los dispersantes se encuentran químicamente estructurados semejantes a los surfactantes donde la molécula presenta afinidad en un extremo hacia la molécula de parafina y en el otro hacia cualquiera de las dos fases aceite o agua dependiendo de la fase en la que se encuentre dispersa la parafina<sup>14</sup>.

**Figura 5. Efecto de los dispersantes en las parafinas.**



Fuente:–Yu Shen. Synthesis and characterization of Oil-soluble Dispersants. Waterloo. Ontario, Canadá, 2006

La mejor formulación de la dosificación de dispersantes debe ser establecida por laboratorio para definir la proporción en la que debe ser aplicada.

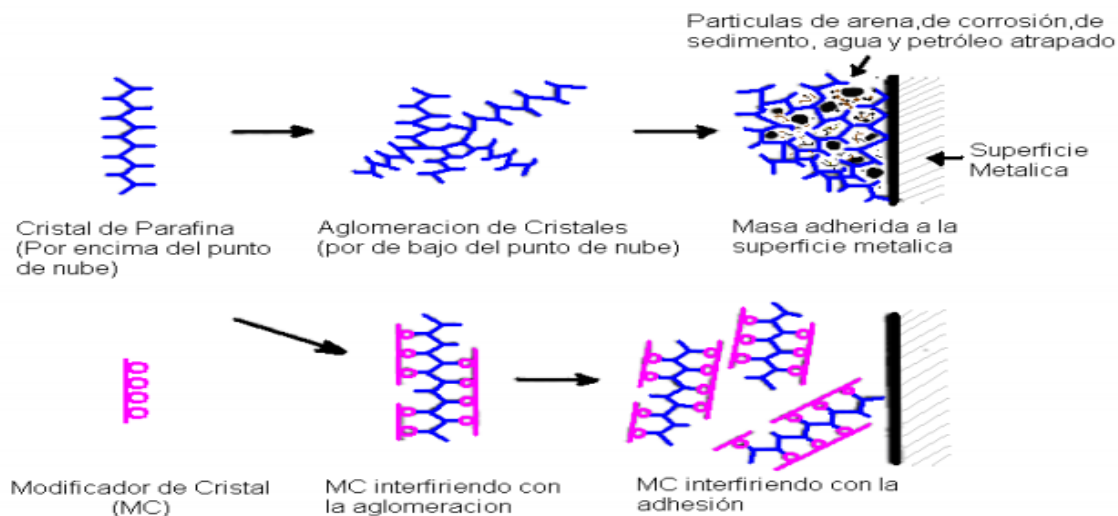
Por otra parte los dispersantes ayudan al control de corrosión como efecto secundario y a la limpieza de la tubería.

- **Modificadores de cristal<sup>12</sup>:** son polímeros que alteran el crecimiento de cristales inhibiendo la depositación de las parafinas. Además tienen la tendencia de alterar propiedades reológicas del crudo, ya que reducen su viscosidad, el flujo y el punto de cedencia. Los modificadores de cristal se usan para prevenir la precipitación de parafinas en forma masiva, aunque

<sup>12</sup> CANDELO A., Andrés F., y CARVAJAL C., Benjamín M., Estudio Comparativo de los Métodos de Control de Parafinas para Aplicación en el Campo Colorado. Bucaramanga. 2010

estos no disuelven los depósitos de parafina, si no que previene que los cristales de parafina se unan evitando la Nucleación, revitalización, o modificación del cristal para formar conglomerados y luego depositarse en la superficie de la tubería o de los poros (ver Figura. 6). Sin-embargo, son selectivos, y por tanto efectivos en un número limitado de crudos.

**Figura 6. Efecto de los modificadores de cristal en las parafinas.**



Fuente: PINZON, Sergio y Rojas, Jonathan. Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos petroleros. Trabajo de grado ingeniería de petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de petróleos.2006

Los modificadores de cristal se adicionan antes de las operaciones que puedan inferir en la precipitación de parafinas, estos modificadores de cristal bajan el punto de nube y la viscosidad del crudo además de disminuir la parafina depositada.

Para seleccionar el modificador de cristal más apropiado se registra la depositación de la parafina con respecto al tiempo y sin aditivo. Se considera que el mejor es el que logre inhibir la mayor cantidad de parafina.

- **Surfactantes:** Los surfactantes son conocidos como agentes tensoactivos que se caracterizan por poseer un segmento lipofílico (soluble en aceite) y otro hidrofílico (soluble en agua), lo cual permite que éste ocupe la interfase entre los dos líquidos a fin de reducir la tensión interfacial entre ellos y que ocurra una dispersión más fácilmente.

Debido a las fuerzas electrostáticas, estos se clasifican de acuerdo a la naturaleza iónica del grupo soluble en agua o polar. Se dividen en aniónicos, catiónicos, anfóteros y no iónicos. Los surfactantes aniónicos y catiónicos se ionizan cuando se mezclan con agua, y ellos deben sus propiedades de actividad superficial a sus aniones y cationes, respectivamente.

Los anfóteros actúan ya sea como aniónicos o catiónicos dependiendo de la acidez de la solución. Los surfactantes no iónicos no se ionizan en soluciones acuosas<sup>13</sup>.

Los surfactantes trabajan en la formación, la cara del pozo, tubería de producción, y líneas de flujo modificando la mojabilidad de los mismos de mojada por aceite a mojada por agua, de esta forma va ser más difícil que la parafina se adhiera a las superficies anteriormente mencionadas ya que esta no es afín con el agua.

**2.8.2 Aplicación de Productos Químicos.** Los productos químicos mencionados anteriormente pueden aplicarse diluidos en un fluido transportador que no afecte las propiedades del pozo, suelen dosificarse diluidos en agua salada, kerosén, diesel, petróleo o directamente puros. Las técnicas de tratamiento pueden

---

<sup>13</sup> By T.J Straub, Amoco Productions Co, S.W Autry, U of Tulsa, And G.E. King. An Investigation into practical of down hole paraffin by Thermal Methods and Chemical solvents. SPE-18889

clasificarse de la siguiente manera: tratamiento con baches, tratamiento continuo, tratamiento capilar y tratamiento forzado.

- **Tratamiento discontinuo:** Se emplea generalmente para la remoción moderada de parafina depositada en el arreglo superficial.

Está limitada a casos específicos y a efecto de producir un alivio inmediato de los inconvenientes ocasionados por la depositación. Los baches pueden ser introducidos al pozo por el espacio anular o directamente por la tubería de producción esto depende de la facilidad que presente el pozo y de la clase de productos que se esté usando. Se hace utilizando un camión de bombeo con un acople que agrega el removedor de parafina por el anular del pozo en un tiempo establecido, es usual cuando se implementa la inyección de grandes cantidades de productos químicos, o también se puede llevar a cabo por el sistema de recirculación del pozo que está compuesto por una serie de válvulas, cheques y un recipiente para almacenar el químico. El recipiente está conectado a la línea del tubing y a la línea del casing con el propósito de crear un ciclo durante la recirculación del químico<sup>14</sup>. Para efectos de maximizar el tiempo de inyección suele usarse una hidrolavadora que bombea el producto químico directamente al anular agilizando el proceso de inyección (Figura. 7).

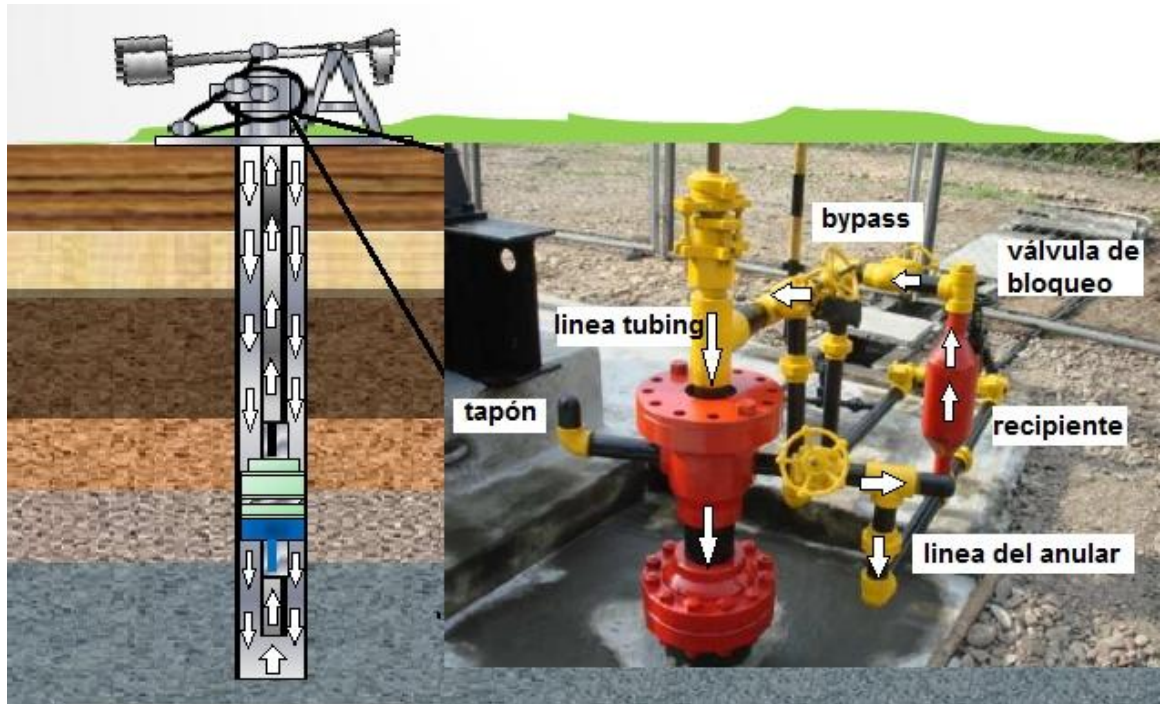
- **Tratamiento continuo:** Consiste en inyectar al pozo productos químicos de forma continua, con la ayuda de una bomba dosificadora o por gravedad (gota a gota) si las condiciones lo permiten. Cuando se realiza un tratamiento continuo en fondo de pozo, debe usarse un producto soluble o dispersable en el fluido producido. la dosificación continua se realiza por espacio anular en

---

<sup>14</sup> G.G. Mc.claflin and D.L.Whitfill. Control of Paraffin Deposition in Production Operations. SPE 12204

pozos que producen por bombeo neumático y se recomienda usarlo el fluido motriz en pozos con bombeo hidráulico.

**Figura 7. Sistema de recirculación de químicos.**



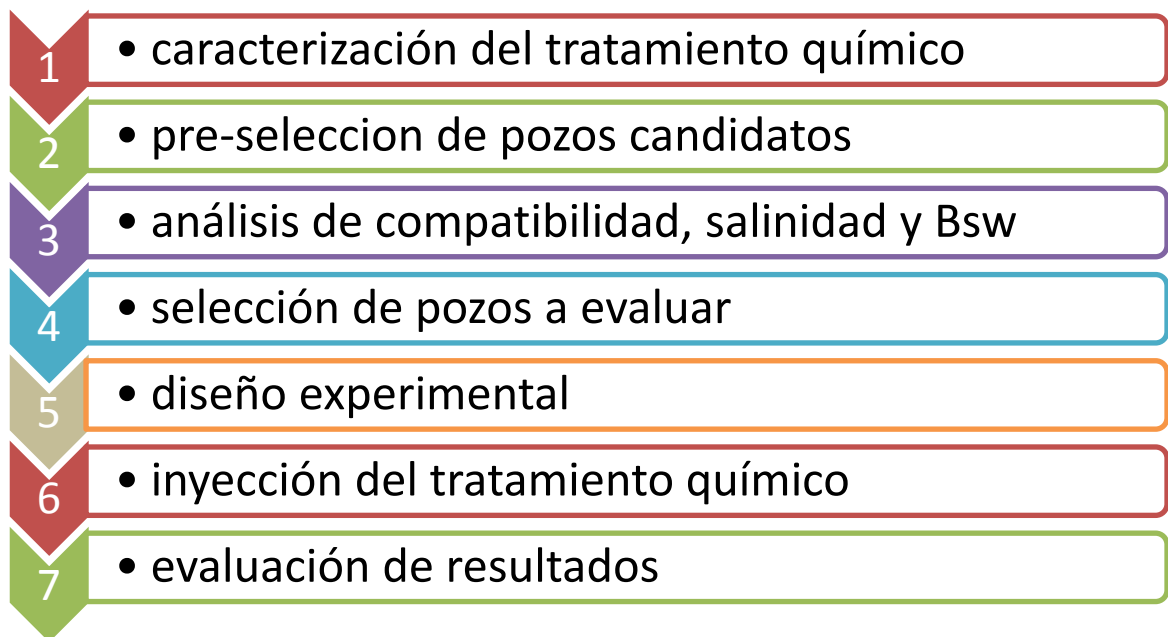
Fuente: autores

- **Tratamiento capilar:** este equipo permite inyectar productos químicos a través de una tubería independiente que hace contacto directamente con los fluidos de formación.
- **Tratamiento forzado:** consiste en el bombeo determinado de un volumen químico a la formación productora aplicando una presión menor a la presión de fractura. El producto químico utilizado puede ser vertido con agua o petróleo. Posteriormente el producto químico es producido junto con el fluido de yacimiento protegiendo los problemas de depositación. Cuando estos problemas son severos se realiza un tratamiento por forzamiento en conjunto con un tratamiento continuo o un tratamiento por baches<sup>10</sup>.

### 3. METODOLOGIA PARA LA INYECCIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO

La metodología a desarrollar para la inyección del tratamiento químico se presenta en la Figura 8.

**Figura 8. Metodología implementada**



#### 3.1. CARACTERÍSTICAS DEL TRATAMIENTO QUÍMICO<sup>7</sup>

Cuando se van a aplicar tratamientos químicos a pozos productores de crudo se debe hacer análisis de compatibilidad de cada uno de los componentes del mismo, con las arenas productoras y con los fluidos producidos. A continuación se explica cada una de las propiedades de los componentes del tratamiento químico evaluado.

En la Tabla1. Se especifican las propiedades de cada uno de los componentes del tratamiento químico.

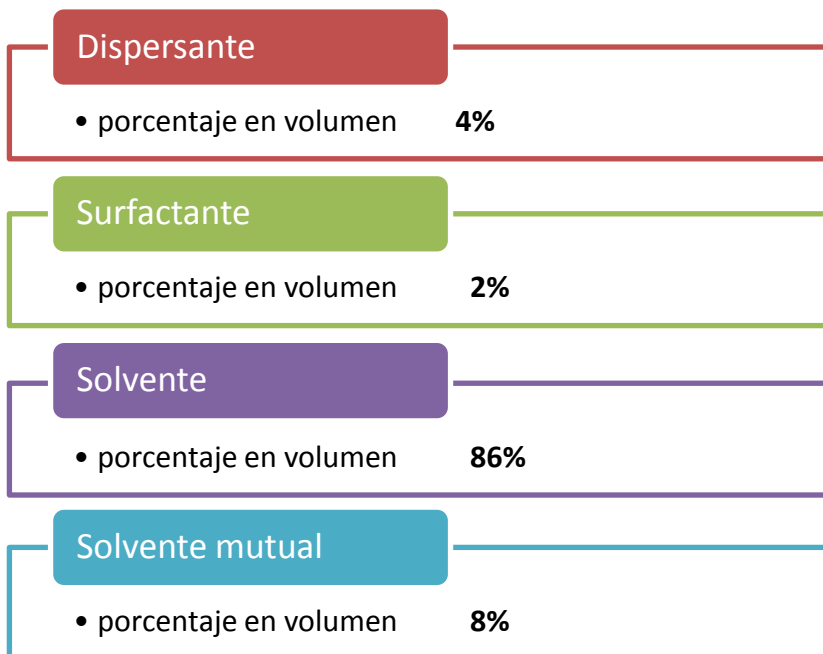
El tratamiento químico evaluado en este trabajo de grado es una mezcla de (dispersante, solvente, solvente mutual y surfactante).

**Tabla 1. Descripción del tratamiento químico.**

PRODUCTO	PROPIEDADES
<b>DISPERSANTE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rompe y dispersa los depósitos de parafinas.</li> <li>• Es compatible con solventes y alcoholes.</li> <li>• Tiene alto punto de inflamación y es biodegradable</li> </ul>
<b>SOLVENTE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Solvente alifático.</li> <li>• Producto incoloro y de olor agradable.</li> <li>• Solubiliza los fragmentos de parafina en la corriente de crudo.</li> </ul>
<b>SOLVENTE MUTUAL</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Producto con alto poder de solvencia de resinas.</li> <li>• Moja las arenas por agua.</li> <li>• No iónico.</li> </ul>
<b>SURFACTANTE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tensoactivos de naturaleza no iónica.</li> <li>• Desestabiliza y previene la formación de emulsiones.</li> <li>• Moja las arenas por agua.</li> </ul>

La formulación de cada componente químico, para el tratamiento de parafinas (ver Figura. 9) fue determinada en la tesis titulada “EVALUACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO” elaborado por los estudiantes ISMAEL ORLANDO OCHOA LARA y SERGIO LÓPEZ ARTEAGA en el año 2009. Y el cual fue diseñado y establecido para el pozo colorado 25 de la arena B.

**Figura 9. Formulación del tratamiento químico.**



En la Tabla. 2 Se presentan los resultados de la caracterización del tratamiento químico. Las pruebas de punto de ebullición, pH y densidad se realizaron en los laboratorios de la Escuela de Ingeniería Química de la Universidad Industrial de Santander.

El valor del punto de ebullición (323,6 °F) indica que el tratamiento conserva su estado líquido a las temperaturas más altas registradas en yacimiento (ver anexo A. Tabla. A-2) para la arena B es de 114° Y la arena C 174°F por lo cual están dentro del rango operativo.

**Tabla 2. Caracterización fisicoquímica del tratamiento químico.**

<b>PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS</b>	<b>RESULTADO</b>
Punto de ebullición	162 °C (323,6 °F)
pH	6,49
Densidad a 24,4 °C	0,812 g/cm <sup>3</sup>
Estado físico	liquido
solubilidad	Soluble en hidrocarburos

Fuente: MARTINEZ GALINDO, Rosa I., y AMAYA BOHÓRQUEZ, Miguel I., Aplicación de un Tratamiento Químico en la Tubería de Producción del Campo Escuela Colorado. 2010.

El tratamiento presenta un pH de 6,49 lo cual indica que es de composición acida pero los productos químicos que conforman el tratamiento son de naturaleza orgánica por lo tanto no presenta corrosión en la tubería de producción.

El valor de la densidad del tratamiento (0,812 g/cm<sup>3</sup>) a temperatura ambiente lo cual garantiza que el tratamiento se mantendrá en recirculación con el crudo durante el tiempo seleccionado.

### **3.2 PRESELECCIÓN DE POZOS REPRESENTATIVOS DEL CAMPO**

Se trató de definir el número de pozos a los cuales se les hizo la primera fase de pruebas, de tal manera que hubiera representatividad proporcional de cada uno de los bloques que forman el campo escuela colorado. El objetivo de seleccionar estos pozos es realizar una serie de pruebas de salinidad para corroborar si el tratamiento generaba un incremento en esta propiedad en el pozo al cual se inyectará el tratamiento químico.

Se aplicó un método de muestreo estratificado (León y Montero, Diseño de investigaciones, segunda edición) y una matriz de selección con el fin de preseleccionar los pozos a los cuales se les aplicara el tratamiento químico.

Los criterios de selección de pozos son los siguientes:

- **Pozos activos:** pozos que se encuentran actualmente produciendo.
- **Arena productora:** Para este caso se seleccionarán pozos que en el momento se encuentren produciendo principalmente de las arenas B o C ya que son las más representativas en el historial de producción del campo. Los pozos no deben producir de diferentes arenas.
- **Producción de agua:** se tiene en cuenta debido a que el tratamiento se debe mezclar con el crudo para lograr su efecto sobre las parafinas y la presencia de una cantidad considerable de agua podría afectar la solubilidad del tratamiento químico a aplicar.
- **Sistema de recirculación:** 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 el utilizado para la inyección del químico y se le denomina “carevaca”.
- **Problemas de parafinas:** Con el fin de analizar la efectividad del tratamiento químico, se debe dar prioridad a los pozos en los cuales el problema de parafinas sea más severo.

La tabla 3 reporta el porcentaje representativo de los pozos por cada bloque.

**Tabla 3. Porcentaje representativo de pozos produciendo en cada bloque**

BLOQUE	1	2	3	4	5	6
# POZOS	8	7	3	6	7	2
%	24,24%	21,21%	9,09%	18,18%	21,21%	6,06%

Se decidió hacer el estudio de compatibilidad, salinidad y Bsw a una muestra de 10 pozos; por tanto se requieren un número de candidatos por cada bloque:

La tabla 4 reporta los resultados del método de muestreo estratificado.

**Tabla 4. Número de pozos representativos por bloque.**

<b>BLOQUE</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
%	24,24%	21,21%	9,09%	18,18%	21,21%	6,06%
POZOS	2,4	2,1	0,9	1,8	2,1	0,606
POZOS REPRESENTATIVOS	2	2	1	2	2	1

Teniendo en cuenta los pozos a ser seleccionados por cada bloque se realizó una visita al Campo Escuela Colorado el día 20 de febrero del año 2012 con el fin de corroborar información sobre cada uno de los pozos y evaluar los criterios de selección establecidos anteriormente. El procedimiento a desarrollar es la preselección de los pozos candidatos por cada bloque (ver Tabla 4).

A continuación se escogieron los pozos para la primera fase de pruebas de laboratorio utilizando una matriz de selección por cada bloque de campo colorado.

Las tablas 5, 6, 7, 8, 9,10 son las matrices de selección para cada uno de los bloques del campo escuela Colorado.

Para cada una de las tablas se escogió como convención que el color azul representaba no seleccionado, el color amarillo preseleccionado y el color verde seleccionado.

**Tabla 5. Matriz de selección para el bloque 1**

BLOQUE	POZO	ARENA PRODUCTORA	PRODUCCION ACEITE	PRODUCCION AGUA	ESTADO VALVULA Y BOMBA	SISTEMA DE CIRCULACION	OBSERVACION	RESULTADO
1	COL 23	B,C	22	21	OK	OK	NINGUNA	PRESELECCIONADO
	COL 24	B,C	16	26	OK	OK	NINGUNA	PRESELECCIONADO
	COL 25	B	4	0	OK	OK	NINGUNA	SELECCIONADO
	COL 38	B,C	-	-	-	-	INACTIVO	NO SELECCIONADO
	COL 19	B,C	-	-	-	-	INACTIVO	NO SELECCIONADO
	COL 16	B,C	-	-	-	-	INACTIVO	NO SELECCIONADO
	COL 21	B	11	0	OK	OK	NINGUNA	PRESELECCIONADO
	COL 27	C	6	1	OK	OK	NINGUNA	SELECCIONADO

En el bloque 1 se seleccionó el pozo col-25 porque cumple con varios de los parámetros establecidos y además es un pozo al cual se le han desarrollado un sin número de estudios entre los cuales se destaca el diseño del tratamiento químico que se va a implementar en este trabajo<sup>6</sup>.

El pozo col-27 cumple con todos los parámetros de selección y no presenta ningún inconveniente para ser analizado.

El pozo col-21 y col-23 fueron descartados porque presentan alto corte de agua según datos reportados en Campo Escuela Colorado.

El pozo col-24 fue descartado porque produce de varias arenas.

Los pozos col-38, col-19 y col 16 se descartaron porque estos pozos se encontraban inactivos.

**Tabla 6. Matriz de selección para el bloque 2**

BLOQUE	POZO	ARENA PRODUCTORA	PRODUCCION ACEITE	PRODUCCION AGUA	ESTADO VALVULA Y BOMBA	SISTEMA DE CIRCULACION	OBSERVACION	RESULTADO
2	COL 44	C	33	0	OK	OK	NINGUNA	SELECCIONADO
	COL 76	C,D,E	2	0	OK	OK	PRODUCTOR INTERMITENTE	NO SELECCIONADO
	COL 11	C	16	0	OK	OK	PRODUCTOR INTERMITENTE	SELECCIONADO
	COL 31	C	8	0	OK	OK	PRODUCTOR INTERMITENTE	PRESELECCIONADO
	COL 70	C	2	0	OK	OK	BAJA PRODUCCION	SELECCIONADO
	COL 35	B	2	0	OK	OK	BAJA PRODUCCION	NO SELECCIONADO
	COL 52	B,C,E	6	16	OK	OK	BAJA PRODUCCION	PRESELECCIONADO

En el bloque 2 fue seleccionado el pozo col-44 porque presenta problema severo de parafinas, al igual que el col-70 por ser de la arena B. el pozo col-11 se seleccionó porque como observaremos posteriormente en el bloque 3 ningún pozo cumple con los criterios establecidos y además para corroborar los problemas presentados con el aumento de la salinidad del crudo producido.

Se descartó el pozo col-31 por su producción intermitente y no se deja muestrear con facilidad.

El pozo col-52 se descartó por su variedad de arenas productoras y su alta producción de agua.

**Tabla 7. Matriz de selección para el bloque 3**

BLOQUE	POZO	ARENA PRODUCTORA	PRODUCCION ACEITE	PRODUCCION AGUA	ESTADO VALVULA Y BOMBA	SISTEMA DE CIRCULACION	OBSERVACION	RESULTADO
3	COL 33	B,C,D	12	0	OK	OK	INACTIVO	NO SELECCIONADO
	COL 03	C,E	52	0	-	-	INACTIVO	NO SELECCIONADO
	COL 69	B,C,E	2	10	OK	OK	ALTO CORTE DE AGUA	NO SELECCIONADO

El pozo col-33 es descartado por su variedad de arenas y además se le estaban realizando trabajos de reacondicionamiento.

Los pozos col 03 y col 69 se descartaron por producir de diferentes arenas.

Ninguno de los pozos del bloque 3 es buen candidato para el estudio a desarrollar.

**Tabla 8. Matriz de selección para el bloque 4**

BLOQUE	POZO	ARENA PRODUCTORA	PRODUCCION ACEITE	PRODUCCION AGUA	ESTADO VALVULA Y BOMBA	SISTEMA DE CIRCULACION	OBSERVACION	RESULTADO
4	COL 40	B,C,D,E	18	0	OK	OK	NINGUNA	PRESELECCIONADO
	COL 42	B,C	-	-	OK	OK	INACTIVO	NO SELECCIONADO
	COL 34	B,C	-	-	OK	OK	INACTIVO	NO SELECCIONADO
	COL 67	B,C	89	22	OK	OK	NINGUNA	PRESELECCIONADO
	COL 45	C	16	0	OK	OK	NINGUNA	SELECCIONADO
	COL 59	B,C	15	6	OK	OK	NINGUNA	SELECCIONADO

El pozo col-40 es descartado debido a que presenta diversidad de arenas productoras.

El pozo col-67 es descartado por su alto corte de agua.

Col-45 y col-59 se escogieron por que no presentan ningún problema.

**Tabla 9. Matriz de selección para el bloque 5**

BLOQUE	POZO	ARENA PRODUCTORA	PRODUCCION ACEITE	PRODUCCION AGUA	ESTADO VALVULA Y BOMBA	SISTEMA DE CIRCULACION	OBSERVACION	RESULTADO
5	COL 36	B,C	15	0	OK	OK	NINGUNA	SELECCIONADO
	COL 39	B	5	0	OK	OK	NINGUNA	NO SELECCIONADO
	COL 55	B,C	20	4	OK	OK	NINGUNA	NO SELECCIONADO
	COL 56	C	7	2	OK	OK	NINGUNA	PRESELECCIONADO

BLOQUE	POZO	ARENA PRODUCTORA	PRODUCCION ACEITE	PRODUCCION AGUA	ESTADO VALVULA Y BOMBA	SISTEMA DE CIRCULACION	OBSERVACION	RESULTADO
	COL 74	C	29	0	OK	OK	NINGUNA	NO SELECCIONADO
	COL 58	B,C	12	5	OK	OK	NINGUNA	NO SELECCIONADO
	COL 75	B,C	5	2	OK	OK	NINGUNA	SELECCIONADO

El pozo col-75 fue el seleccionado por tener el piloto de inyección del tratamiento químico que se implementará en este proyecto, piloto que se desarrolló en el trabajo de grado titulado “APLICACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL CONTROL DE PARAFINA EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN EL CRUDO DEL CAMPO ECUELA COLORADO” llevado a cabo por los estudiantes ROSA ISABEL MARTÍNEZ GALINDO Y MIGUEL ISNARDO AMAYA BOHÓRQUEZ, en el año 2010 por esta razón es un buen candidato a ser estudiado.

El pozo col-36 es seleccionado porque cumple los criterios de selección y es de fácil muestreo además no presenta producción de agua.

Los pozos col-56, col-58 y col-55 se descartan por su alto corte de agua y los pozos col-74 y col-39 por presentar problemas operacionales.

**Tabla 10. Matriz de selección para el bloque 6**

BLOQUE	POZO	ARENA PRODUCTORA	PRODUCCION ACEITE	PRODUCCION AGUA	ESTADO VALVULA Y BOMBA	SISTEMA DE CIRCULACION	OBSERVACION	RESULTADO
6	COL 49	B,C,D	25	3	OK	OK	NINGUNA	NO SELECCIONADO
	COL 37	B,C	3	5	OK	OK	NINGUNA	SELECCIONADO

El pozo col-49 es descartado por su variedad de arenas productoras.

El pozo col-37 se seleccionó porque cumple con todos los criterios.

De esta manera y con cada una de las matrices de selección para cada bloque, son seleccionados los 10 pozos representativos del campo (ver Tabla. 11) para la primera fase de pruebas de laboratorio en donde se realizaron análisis de compatibilidad, salinidad, y Bsw.

**Tabla 11. Pozos representativos del campo colorado para realizar el estudio.**

BLOQUE	1	2	3	4	5	6
POZO	Col 25 Col 27	Col 11 Col 70 Col 44	NO	Col 45 Col 59	Col 36 Col 75	Col 37

### 3.3. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD, SALINIDAD Y BSW

Estos análisis son primordiales ya que en esta etapa se descartó que el tratamiento químico a implementar pueda estar infiriendo en el incremento de la salinidad del crudo, razón por la cual se dejó de aplicar el mismo en campo. Además se efectuaron pruebas con el fin de determinar el contenido de sólidos y el Bsw de cada una de las muestras. Se evaluó si el tratamiento estabiliza las emulsiones al entrar en contacto con el crudo.

Haciendo referencia a los diez pozos que fueron seleccionados como representativos del Campo Escuela Colorado (ver Tabla. 11) se realizaron los respectivos análisis en laboratorio, haciendo mediciones de la salinidad y el BSW a las muestras seleccionadas antes y después de la aplicación de tratamiento químico en relación de volumen 10:1(crudo/tratamiento).

**3.3.1. Compatibilidad del tratamiento químico.** Se adicionó tratamiento químico a una muestra de crudo (ver Figura. 10) con el fin de apreciar algún indicio de

incompatibilidad como: dispersión de fases o formación de precipitados u otra característica visual que indique que los compuestos mezclados no son compatibles.

**Figura 10. Compatibilidad visual del crudo con tratamiento químico.**



Fuente: Autores

No se presentó ningún indicio de incompatibilidad de los mencionados anteriormente. Ver Figura. 10.

Se tomaron 5 muestras de agua de formación del pozo col-37 (este pozo posee alto corte de agua por lo que facilita extraerla), y a cada una se le aplicó el químico correspondiente (ver figura 11).

**Figura 11. Compatibilidad visual para el agua de formación.**



No hay incompatibilidad entre el tratamiento químico y ninguno de sus componentes con el agua de formación, ya que no se presentó ningún precipitado (ver figura 11).

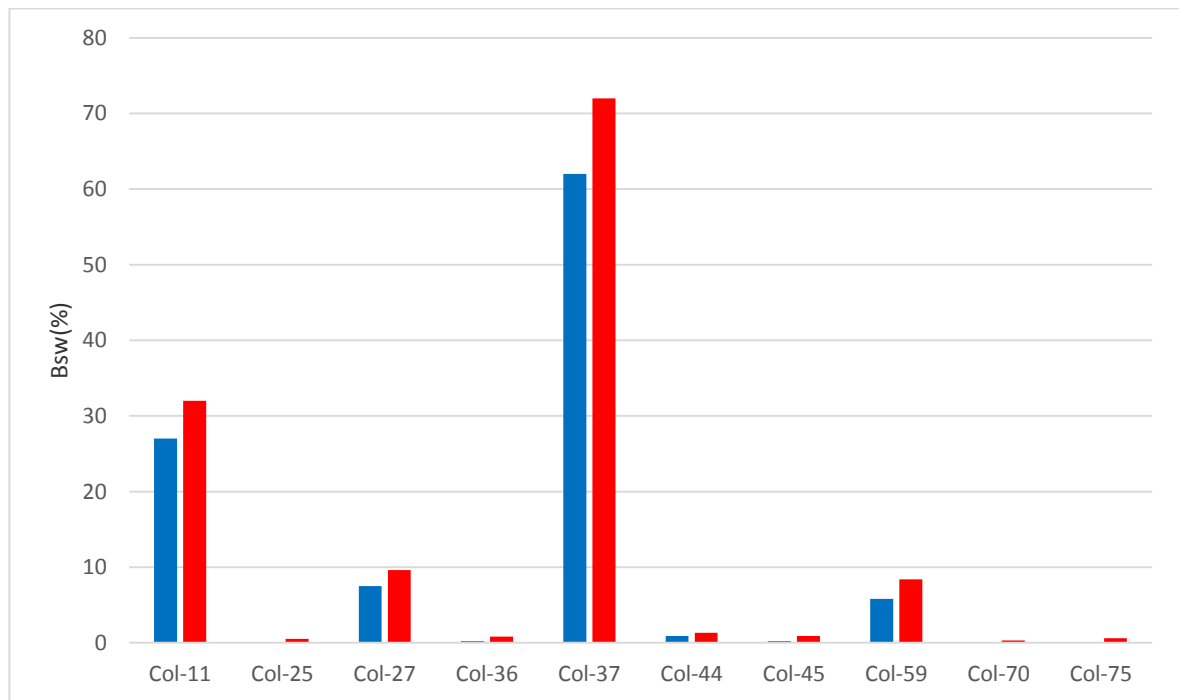
**3.3.2. Análisis Del Contenido de Agua y Sedimentos (BSW).** Esta prueba se desarrolló bajo la Norma ASTM D 97.

Con esta prueba se evaluó la variación del porcentaje de agua y sedimentos (Bsw) de las muestras de crudo antes y después de aplicar el tratamiento químico. En la tabla 12 y la figura 12 se muestran resultados de las pruebas.

**Tabla 12. Bsw antes y después de aplicar el tratamiento químico.**

<b>pozo</b>	<b>Bsw sin tratamiento químico</b>			<b>Bsw con tratamiento químico</b>		
<b>muestra</b>	<b>M1 (%)</b>	<b>M2(%)</b>	<b>BSW(%)</b>	<b>M1</b>	<b>M2</b>	<b>BSW(%)</b>
Col-11	13	14	27	16	16	32
Col-25	0	0	0	0,2	0,3	0,5
Col-27	4	3,5	7,5	5,1	4,5	9,6
Col-36	0,1	0,1	0,2	0,4	0,4	0,8
Col-37	30	32	62	35	37	72
Col-44	0,5	0,4	0,9	0,7	0,6	1,3
Col-45	0,1	0,1	0,2	0,4	0,5	0,9
Col-59	2,8	3	5,8	4	4,4	8,4
Col-70	0	0	0	0,1	0,2	0,3
Col-75	0	0,1	0,1	0,3	0,3	0,6

**Figura 12. Bsw antes y después de la aplicación del tratamiento químico.**



El color azul representa el bsw antes de la aplicación del tratamiento químico y el color rojo después.

Al observar la Tabla 12 y posteriormente la Figura 12. Podemos apreciar un leve incremento en el contenido de agua y sedimentos una vez que se aplicó el tratamiento químico para el control de parafinas a cada una de las muestras seleccionadas; Para lo cual se plantean dos posibles explicaciones al fenómeno ocurrido:

- 1) El tratamiento químico estaría favoreciendo un efecto desemulsificante en el crudo, provocando una mayor separación de la cantidad de agua en emulsión efecto que sería favorable para el tratamiento del crudo aparte de su función principal de prevenir la precipitación de parafinas.
- 2) Parte del tratamiento químico se solubiliza en el agua ya que algunos componentes de este poseen afinidad con la fase agua, lo que podría reflejar un aparente incremento en el porcentaje de agua separada.

De las anteriores hipótesis la más representativa es la primera, ya que los pozos como el colorado 25, 70 y 75 que inicialmente tienen un Bsw igual a 0 y al adicionar tratamiento químico se aumenta el bsw, separando una mayor cantidad de agua que posiblemente estaría en emulsión. (Ver Figura. 12)

**Figura 13. Prueba de la botella para determinar el Bsw.**



Fuente: Autores

En la Figura 13. Con la línea de referencia se visualiza el incremento del Bsw una vez que se adicionó tratamiento químico.

### 3.3.3. Análisis de Salinidad

**3.3.3.1. Salinidad de Pozos Representativos del Campo Colorado:** Las gotas de agua dispersas en el petróleo en forma de emulsión contienen la salinidad del crudo. El agua coproducida con el petróleo se denomina salada porque en ella, en general, 70 % de las sales disueltas están constituidas por cloruro de sodio (NaCl). El contenido de sal en cualquier volumen de una muestra de petróleo es, en General, solo función del contenido de agua remanente en el petróleo y de la salinidad del agua coproducida que puede variar desde nula hasta saturada.<sup>15</sup>

<sup>15</sup> ESTUDIOS Y SERVICIOS PETROLEROS. Tratamiento de Crudos, Necesidades, Recursos Y últimos Avances. Nota técnica N° 36

Con base en esto se realizan las pruebas de salinidad a las 10 muestras representativas del campo colorado (Ver Tabla.11). Siguiendo el mismo protocolo que en las mediciones del Bsw (antes y después de adicionar tratamiento químico) y se desarrolla por el método no estandarizado llamado método de Mohr o Aruba que mide la concentración de sal en el agua previamente extraída del crudo.

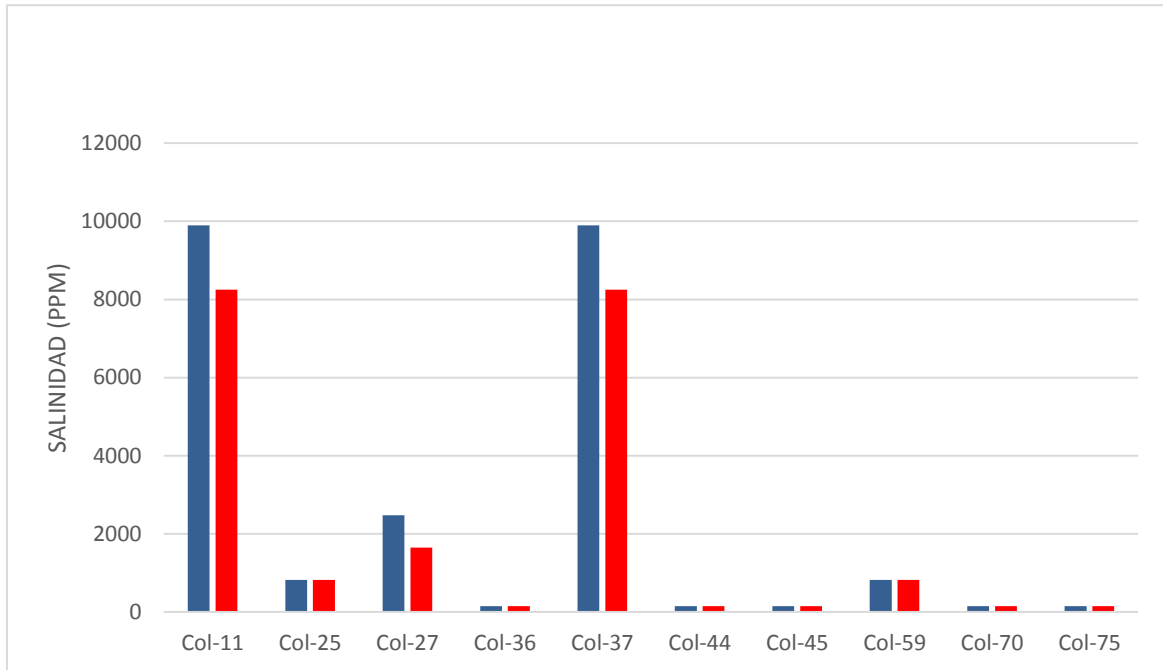
Los valores reportados por el método son expresados en libras de sal (NaCl) presentes en cada 1000 barriles.

Los resultados se presentan en Lb sal/1000 BBL y partes por millón de sal para las muestras de crudo con y sin tratamiento químico (ver Tabla 13).

**Tabla 13. Salinidad con y sin tratamiento químico.**

pozo	Sin tratamiento químico		Con tratamiento químico		% disminución
	Lbsal/1000bbl	ppm	Lbsal/1000bbl	ppm	
Col-11	184	9900	154	8250	17
Col-25	15	825	15	825	0
Col-27	46	2475	31	1650	33
Col-36	3	150	3	150	0
Col-37	184	9900	154	8250	17
Col-44	3	150	3	150	0
Col-45	3	150	3	150	0
Col-59	15	825	15	825	0
Col-70	3	150	3	150	0
Col-75	3	150	3	150	0

**Figura 14. Salinidad con y sin tratamiento químico.**



En la figura 14 el color azul representa la salinidad antes de la aplicación del tratamiento químico y el color rojo la salinidad después.

Con los resultados vistos en la tabla 13 y figura 14 se puede decir que la salinidad de la muestra disminuye cuando se adiciona el tratamiento químico, por lo que podríamos considerar que una pequeña proporción de los iones de sal presentes en la fase agua se estabilizan en la interfase agua – petróleo debido a la presencia de productos de doble polaridad como el surfactante y el solvente mutual que estarían enmascarando la sal presente en la mezcla<sup>16</sup> y además el incremento del agua presente en el BSW una vez adicionado el tratamiento químico (ver Figura 12) estaría diluyendo la sal ocasionando su disminución en una proporción semejante.

<sup>16</sup> MARIFISI VALLADARES, Shirley. Estabilidad de Emulsiones Relacionada con el Proceso de Deshidratación de Crudos. Mérida. Marzo, 2005

Dicho comportamiento se observa para los pozos de alto corte de agua, mientras que en los pozos de bajo corte de agua no siguen el mismo comportamiento; donde la salinidad permanece constante y no varía después de la adición de tratamiento químico.

Cabe anotar que el método utilizado en laboratorio mide la concentración de sales disueltas en el agua previamente extraída del crudo.

**3.3.3.2. Evaluación de la Salinidad del Pozo Col-37 con cada Componente Químico.** Con la finalidad de evaluar cada componente del tratamiento químico y su influencia en la salinidad seleccionamos uno de los pozos presentados en la Tabla.13 con valores de alta salinidad y se procedió a evaluar esta propiedad con cada uno de los componentes químicos para lo cual se obtuvieron los siguientes resultados.

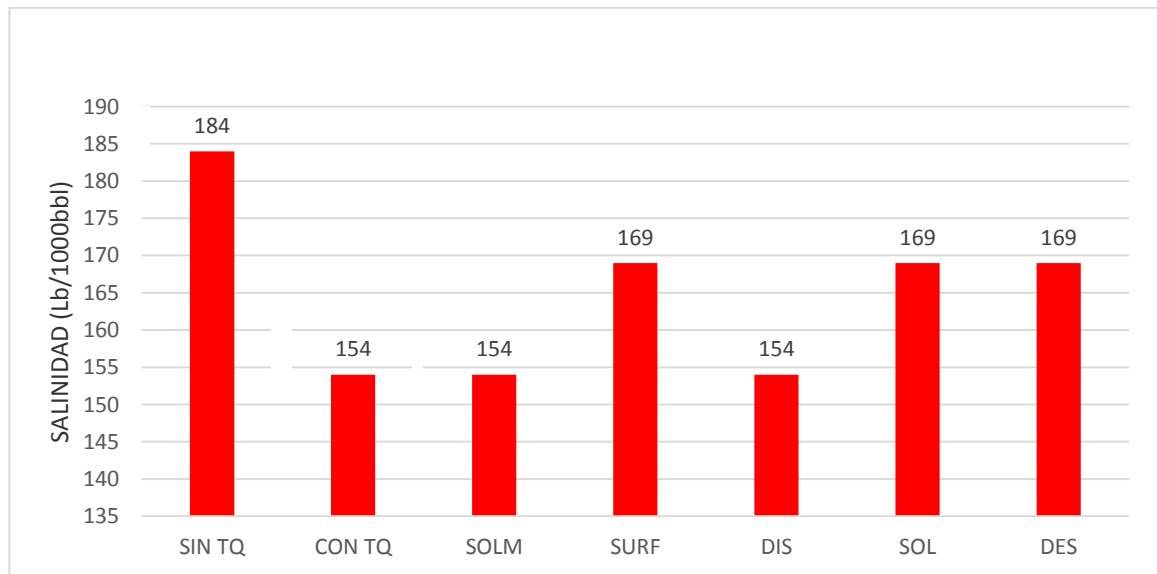
En la tabla 14 se muestran los resultados de esta prueba.

**Tabla 14.Salinidad pozo col 37**

<b>Evaluación pozo col 37</b>	<b>Lb/1000bbl</b>	<b>Ppm NaCl</b>
Sin tratamiento químico (SIN TQ)	184	9900
Con tratamiento químico (CON TQ)	154	8250
Solvente mutual (SOLM)	154	8250
Surfactante (SURF)	169	9075
Dispersante (DIS)	154	8250
Solvente (SOL)	169	9075
Desemulsificante (DES)	169	9075

Analizando la Tabla 14 y la correspondiente Figuras. 15 se puede apreciar que cada uno de los compuestos del tratamiento químico provoca una disminución en la salinidad del crudo.

**Figura 15. Evaluación de la salinidad pozo Col-37.**



Cabe resaltar que el solvente mutual y el dispersante son los químicos que provocan un efecto más notorio en la disminución de la salinidad, debido a sus propiedades que facilitan la separación de agua – crudo provocando disolución de sal.

Por otro parte se debe tener en cuenta que las mediciones están sujetas a errores de prueba como lo es la dosificación la concentración de nitrato de plata, para lo cual se tomó que los aditivos que más infieren en la alteración de la salinidad son el dispersante y el solvente mutual.

**3.3.3.3. Evaluación de la Salinidad en Presencia de Tratamiento Químico y Desemulsificante.** Uno de los procedimientos más comunes para romper una

emulsión agua – petróleo es la adición de un aditivo denominado desemulsificante<sup>17</sup>.

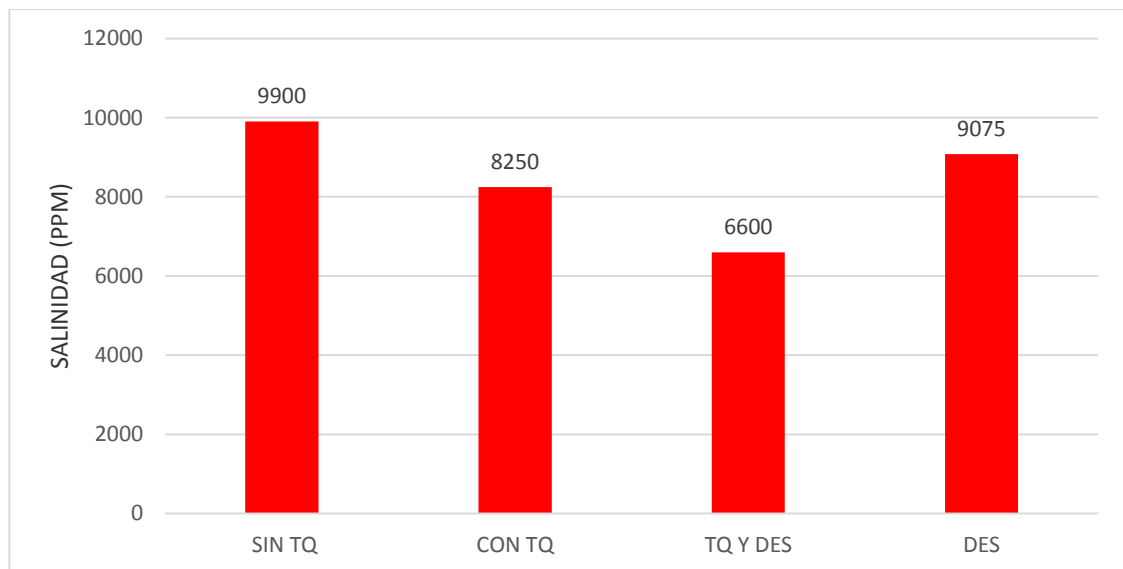
Se desarrolló la medición de salinidad con y sin tratamiento químico pero con la influencia de un desemulsificante con el fin de observar el comportamiento.

El pozo seleccionado fue el pozo Col-11 que presenta alto corte de agua y alta salinidad.

**Tabla 15. Salinidad para el pozo Col-11 con desemulsificante.**

Pozo col-11	Lb/1000bbl	Ppm NaCl
Salinidad sin tratamiento químico (SIN TQ)	184	9900
Salinidad con tratamiento químico (CON TQ)	154	8250
Salinidad con tratamiento químico y desemulsificante (TQDES)	123	6600
Salinidad con solo desemulsificante (DES)	169	9075

**Figura 16. Salinidad pozo Col-11 con desemulsificante.**



<sup>17</sup> SALAGER L., Jean, y MARFISI, Shirley. Deshidratación de crudo Principios y Tecnología. Cuaderno FIRP S853-PP.

Al observar los datos reportados en la Tabla. 15 y la Figura. 16 se puede apreciar que la adición del tratamiento químico junto con el desemulsificante provoca la disminución en la concentración de sal en el agua.

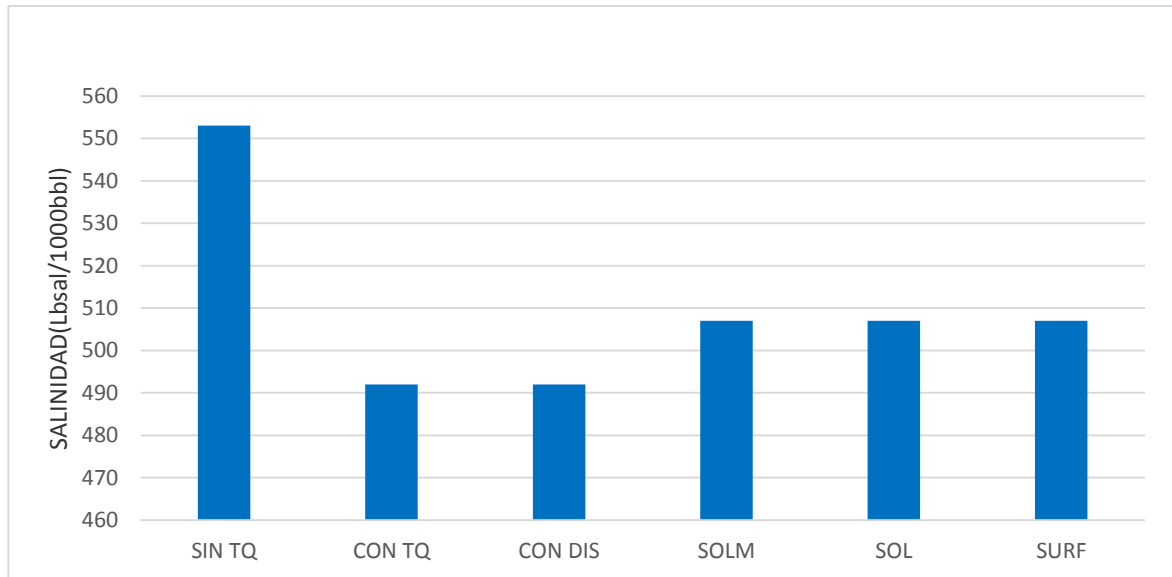
**3.3.3.4. Evaluación de la Salinidad del Pozo Col- 37.** Con la finalidad de apreciar cual es el comportamiento del agua de formación con cada uno de los componentes del tratamiento químico se procedió a extraer agua de formación del colorado 37 que reporta alto contenido de agua y salinidad y se agregó la dosificación establecida 10:1 en volumen junto con la proporción correspondiente de cada uno de los componentes químicos. Los resultados se reportan en la Tabla. 16 y Figura.17.

En los resultados anteriores (ver Tabla. 16 y Figura 17) se corroboró que el tratamiento químico junto con cada uno de sus componentes no tienden a aumentar la salinidad en el agua de formación si no que por el contrario tiende a diluir la sal razón por la cual ocasiona la disminución de la concentración de esta presente en el crudo.

**Tabla 16. Salinidad del pozo Col-37.**

<b>Pozo col-37</b>	<b>Lb/1000bbl</b>	<b>Ppm NaCl</b>
Salinidad sin tratamiento químico (SIN TQ)	553	29700
Salinidad con tratamiento químico (CON TQ)	492	26400
Salinidad con dispersante (DIS)	492	26400
Salinidad con solvente mutual (SOLM)	507	27225
Salinidad con solvente (SOL)	507	27225
Salinidad con surfactante (SURF)	507	27225

**Figura 17. Salinidad col-37 con cada componente del tratamiento químico.**

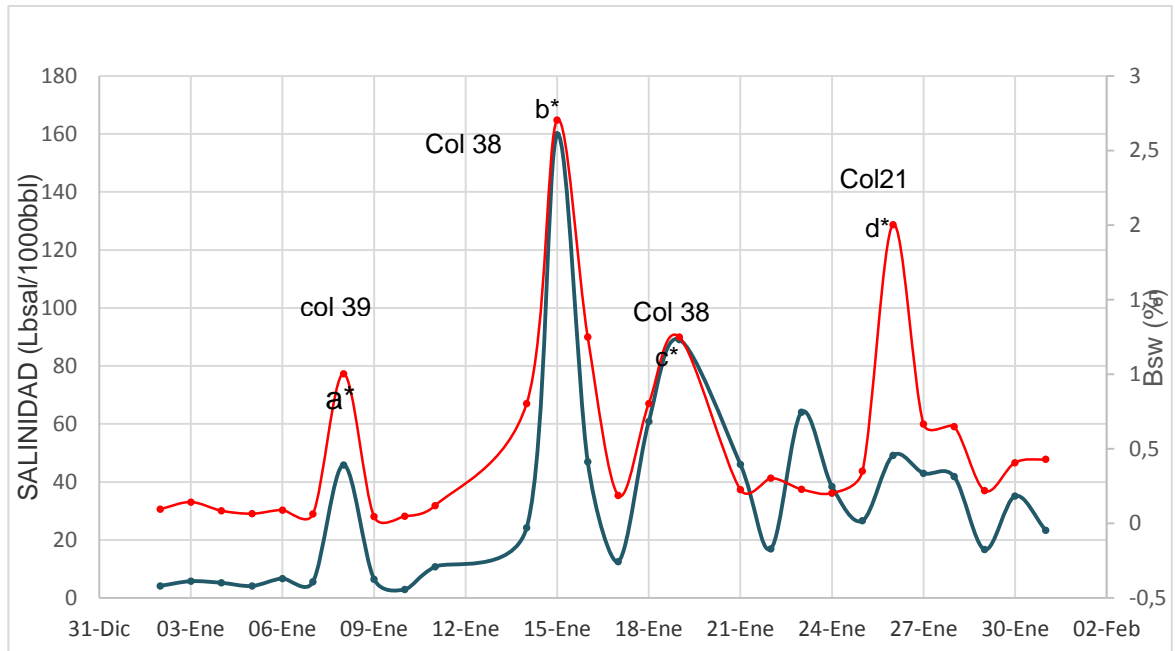


De esta forma se puede decir que para cada una de las mediciones de salinidad efectuadas anteriormente, con el tratamiento químico o con cada uno de sus componentes en ninguna ocasión influyen en el incremento de la salinidad, por lo que descartamos que el tratamiento sea el responsable de los incrementos esporádicos en la salinidad del campo colorado.

**3.3.3.5 Antecedentes Históricos de Salinidad.** Con la finalidad de realizar un análisis más detallado con respecto a la salinidad del campo colorado se revisó los reportes de salinidad y Bsw durante el transcurso del año 2012 y en especial los meses que presentaban incrementos abruptos en los niveles de salinidad, para así observar en detalle la producción reportada en Campo Colorado y la entrada y salida de pozos en producción que me pudiesen estar causando un problema en la salinidad ocasionado por el incremento de la producción de pozos con alto corte de agua.

En la figura 18 se muestran los datos de salinidad y Bsw reportados por el Campo Colorado.

**Figura 18. Salinidad y Bsw mes de Enero del 2012.**



Como se puede apreciar en la Figura 18 el incremento de la salinidad está asociado al incremento de la producción de agua o Bsw.

**3.3.3.5.1 Análisis de pozos que afectan la salinidad.** Con base en la Figura 18 y tomando los picos en donde los reportes de salinidad aumentan y analizando la producción de cada uno de los pozos activos a la fecha y la activación de nuevos pozos tenemos:

a\*:este día entra en producción el pozo col 39 con baja producción de crudo y alto corte de agua no se tiene datos de salinidad del pozo.

b\* : para los días 15 y 16 entra en producción el pozo col 38 con un reporte de alto corte de agua, no se tiene dato de salinidad del pozo.

\*Además entran en producción los pozos col 74 y col 45 los cuales reportan producción bruta y no se tienen datos de la salinidad de los pozos.

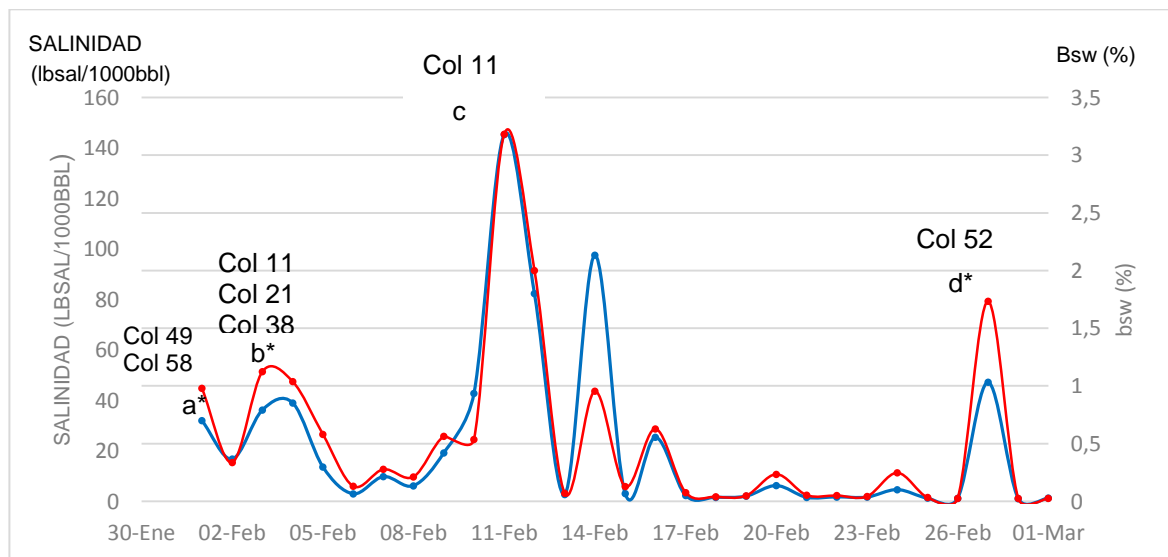
C\*: para los días 18, 19,20 entra en producción el pozo col 38 con altos cortes de agua además entran los pozos col 74 y col 76 y de los cuales no se tienen datos de salinidad individual.

d\*: para los días 26,27 y 28 continua produciendo el pozo col 21 con cortes de agua de hasta el 90% además entra en producción el pozo col 11 que en base a datos de laboratorio es un pozo de alta salinidad y entra el pozo col 44 que es de baja salinidad.

con base en las anotaciones anteriores los pozos que estarían afectando la salinidad del campo serán los pozos que producen alto corte de agua, ya que este factor está asociado al incremento de la salinidad y entre los cuales tenemos el col 38 , col 39 , col 21 los cuales seria los responsables.

En la figura 19 se reportan los datos de Bsw y salinidad para el mes de febrero de 2012 suministrados por campo escuela Colorado.

**Figura 19. Salinidad y Bsw mes de Febrero del 2012.**



### **Pozos que afectan:**

a\* Para el día de 2 de febrero se observa una disminución en la salinidad total debida a la caída en la producción de agua en los pozos col 58 y col 49.

b\*: entre los días 5 y 7 de febrero entra en producción el pozo col 11 de alta salinidad y alto Bsw y además entran en producción pozos como el col 21 y col 38 de alto corte de agua.

c\*: el día 10 de febrero entra en producción el pozo col 11 el cual cuenta con alta salinidad y Bsw y además entra el pozo col 44 para el cual solo se tiene producción bruta, pero del cual sabemos que para estos días tenía un corte de agua del 16 % con lo cual se podría explicar este pico de salinidad.

d\*: el día 27 de febrero la producción del pozo col 52 tiene un corte de agua cercano al 70%.

Analizando los datos de la producción de los pozos los responsables del incremento de la salinidad serían el col 11, col 21, col 38 y col 27.

### **3.4 SELECCIÓN DE POZOS A LOS CUALES SE LES APLICÓ EL TRATAMIENTO QUIMICO.**

Con los criterios de selección presentados en la sección 3.2 para los 10 pozos representativos (ver Tabla.11) del campo escuela colorado y con nuevos parámetros como:

Col 11  
d\*

- Los resultados de Bsw presentados en la Tabla 12 (pozos de bajo Bsw).
- La salinidad observada en la Tabla. 14 (pozos de baja salinidad)
- Número de varilleos que representa el problema de parafinas en el pozo.
- Arenas de producción del pozo (prioridad a pozos de la arena B).
- Estudios realizados anteriormente.
- Facilidad que presentan los pozos para el muestreo.

Con base en estos nuevos criterios Se creó la matriz de selección para seleccionar 3 pozos a los que se les va a implementar la inyección del tratamiento químico. (Ver Tabla.17).

A la fecha (febrero 2013) se escogen los pozos a los que se les aplicó el tratamiento químico preventivo para el control de parafinas.

Se descartan el pozo col-25 y col-44 por estar inactivos debido a que presentan problemas con la bomba de subsuelo; así como col 70 por su baja producción y dificultad para muestrear.

**Tabla 17. Matriz de selección para implementar la inyección del tratamiento químico.**

BLOQUE	POZO	Arena Productora	SALINIDAD LB/1000BBL	BSW %	ESTADO VALVULA, BOMBA Y SISTEMA DE CIRCULACION	VARILLOS	OBSERVACION	RESULTADO
1	COL 25	B	15	0	OK	1	INACTIVO	NO SELECCIONADO
	COL 27	C	47	8	OK	2	NINGUNA	NO SELECCIONADO
2	COL 11	C	184	27	OK	1	PRODUCCION INTERMITENTE	NO SELECCIONADO
	COL 44	C,E	3	1	OK	4	INACTIVO	NO SELECCIONADO
	COL 70	B	3	0	OK	1	BAJA PRODUCCION	PRESELECCIONADO
4	COL 45	C	3	0	OK	2	NINGUNA	SELECCIONADO
	COL 59	B,C	15	6	OK	1	NINGUNA	NO SELECCIONADO
5	COL 36	B	3	0	OK	2	NINGUNA	SELECCIONADO
	COL 75	B,C	3	0	OK	3	NINGUNA	SELECCIONADO
6	COL 37	B,C	184	62	OK	2	NINGUNA	NO SELECCIONADO

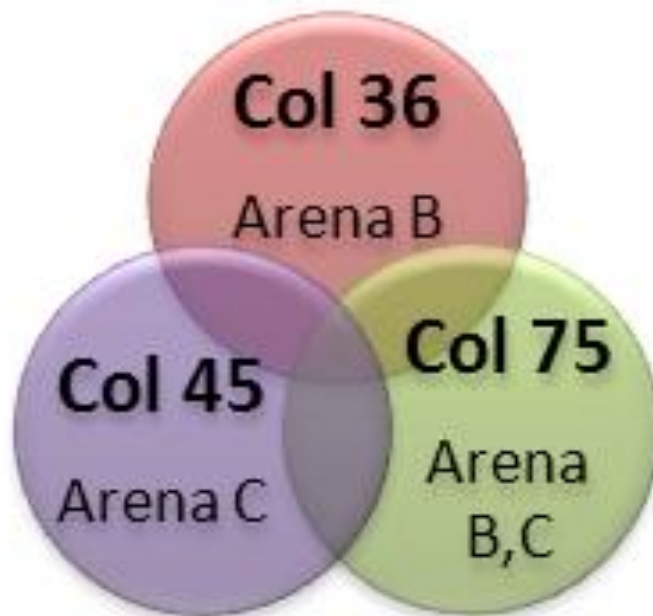
El pozo col-11 porque es un productor intermitente y su alto corte de agua.

Los pozos col-27, col-59 y col-37 se descartaron por su alto corte de agua.

De esta forma los pozos seleccionados para la inyección del tratamiento químico son:

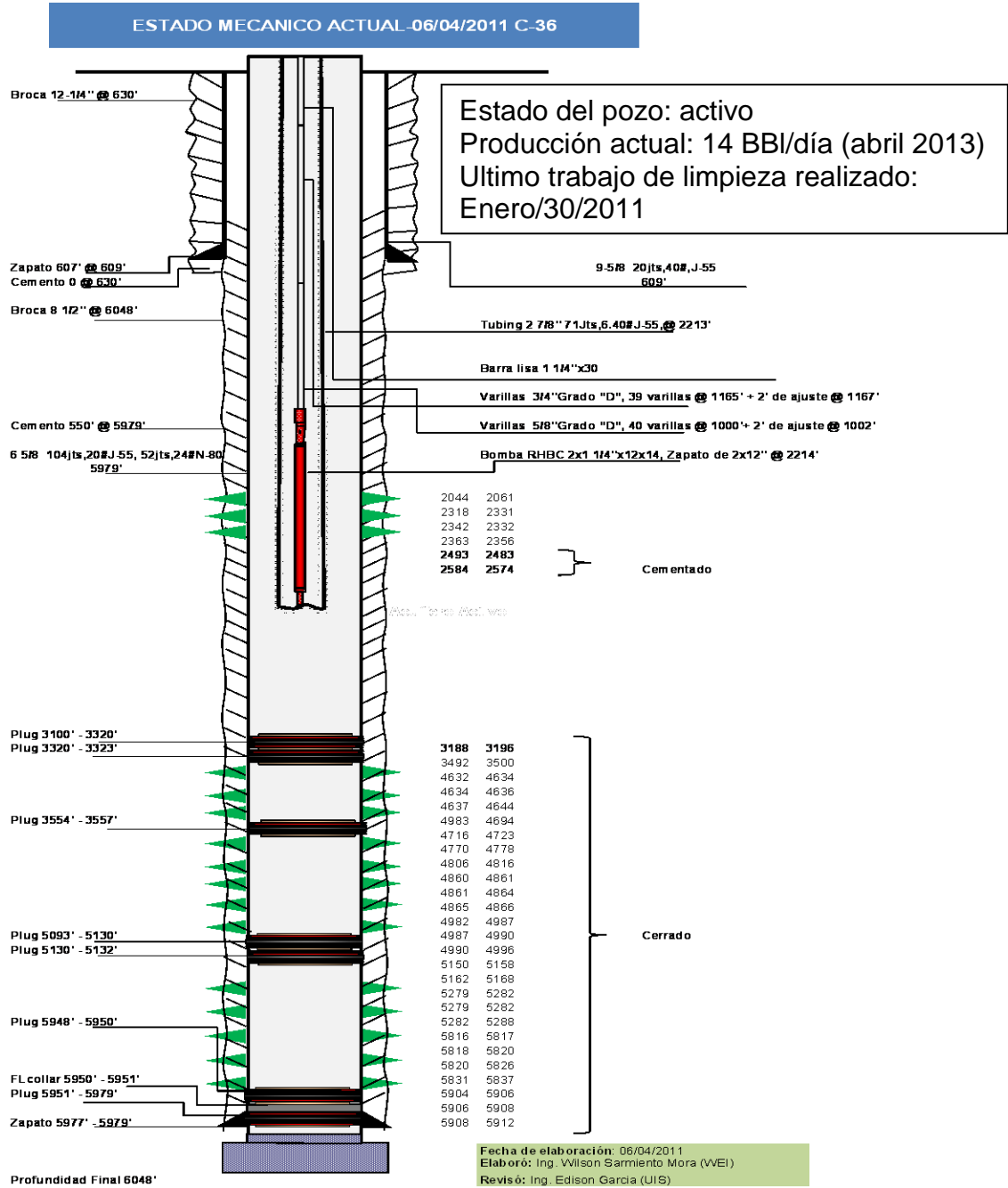
En la figura 20 se muestran los tres pozos seleccionados para la inyección del tratamiento químico.

**Figura 20. Pozos seleccionados para la inyección del tratamiento químico.**



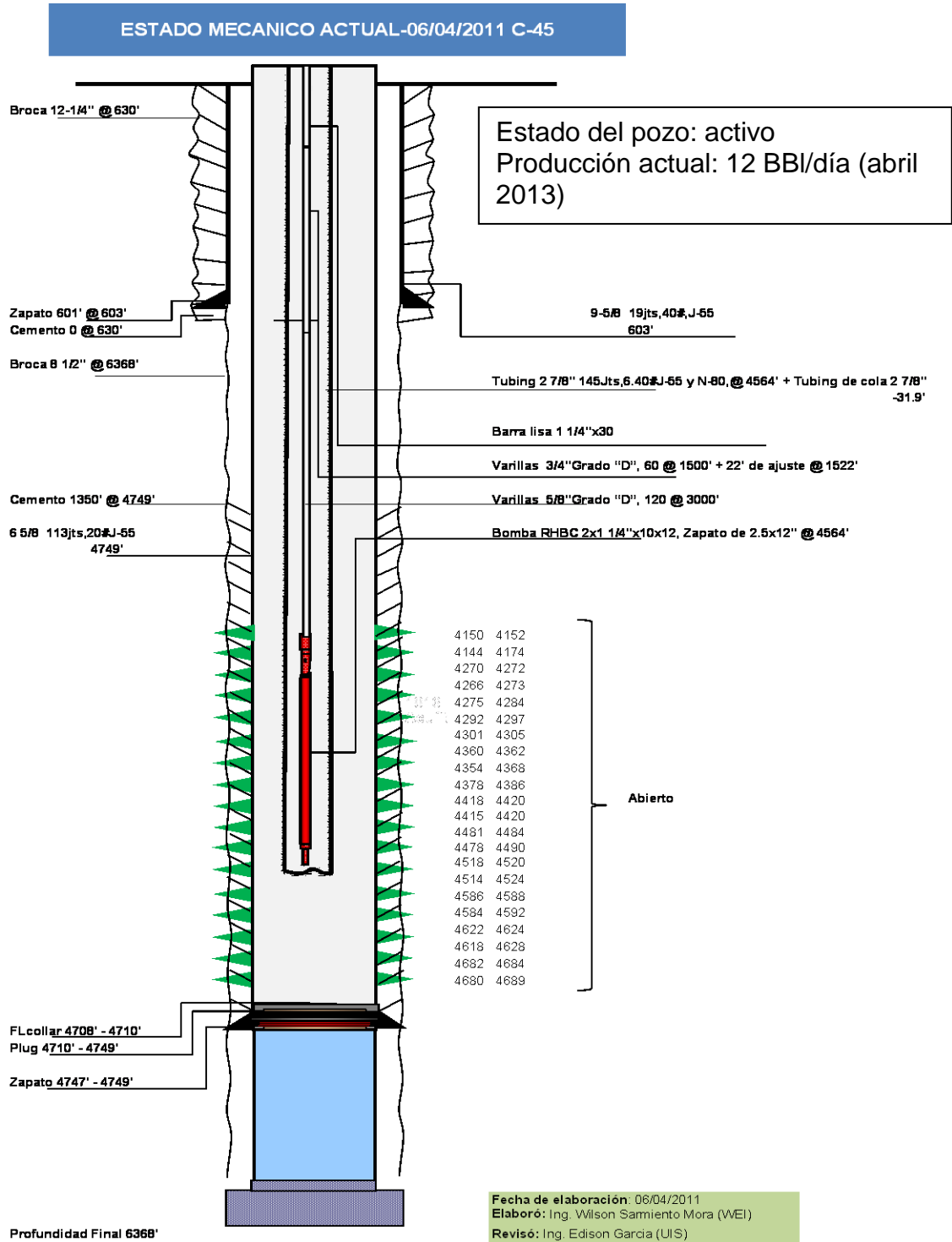
A continuación se presenta el estado mecánico de cada uno de los pozos con la finalidad de conocer diámetros de tubería, longitud bomba y profundidad de cada pozo. Ver figuras 21, 22 y 23.

Figura 21. Estado mecánico pozo col 36.



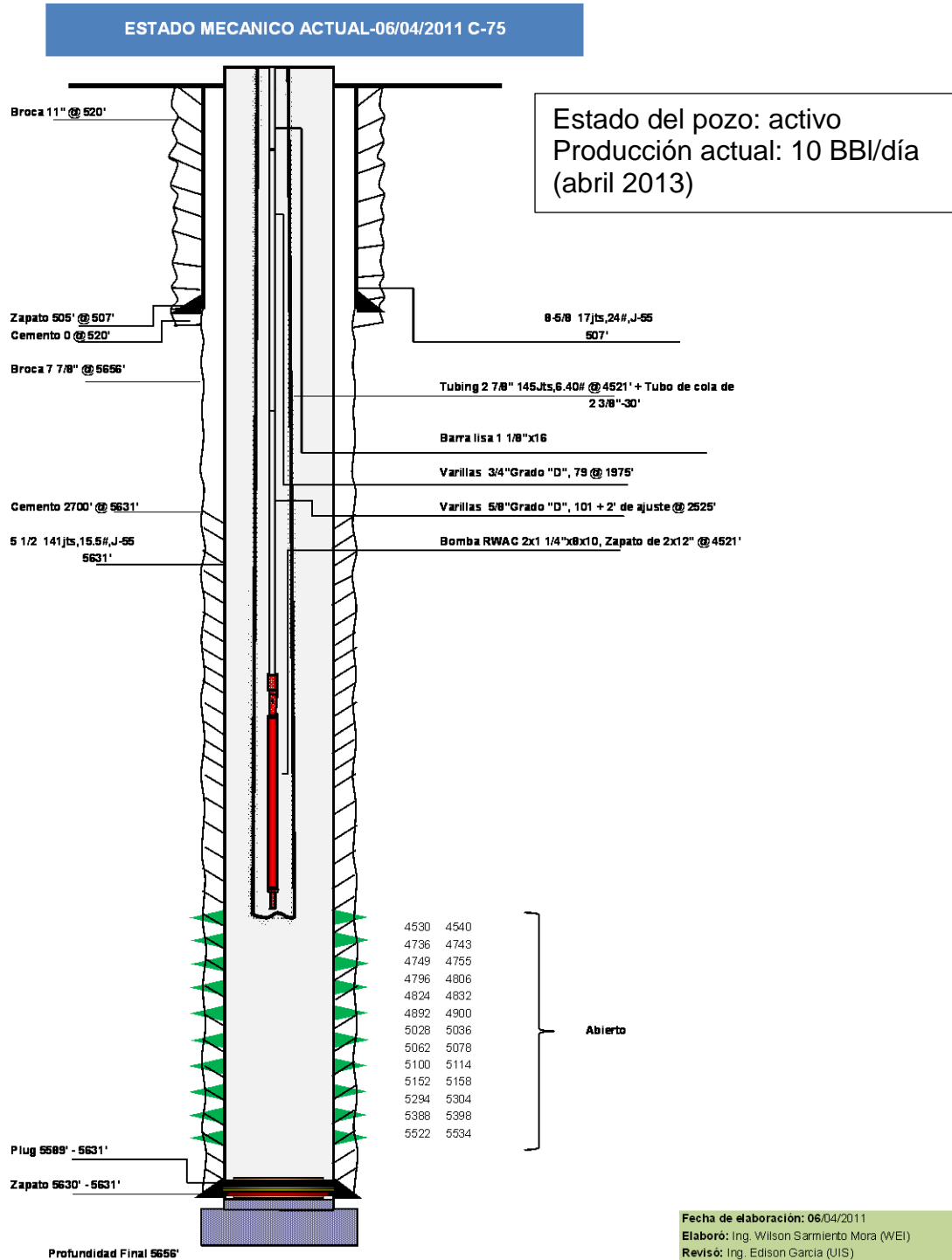
Fuente: Campo escuela colorado, Universidad industrial de Santander.

Figura 22. Estado mecánico pozo col 45.



Fuente: Campo Escuela Colorado., Universidad Industrial de Santander

Figura 23. Estado mecánico pozo col 75.



Fuente: Campo escuela colorado., Universidad Industrial de Santander

### 3.5 DISEÑO EXPERIMENTAL

Tabla 18. Planteamiento del diseño experimental

<b>DISEÑO EXPERIMENTAL: EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PREVENTIVO PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO</b>		
<b>PLANTEAMINETO DEL PROBLEMA</b>		
<p>El petróleo está compuesto por una mezcla de hidrocarburos clasificados como saturados(parafinas, aromáticos, resinas y asfáltenos) bajo ciertas condiciones en especial de temperatura, presión y composición, las parafinas pueden precipitarse y así ocasionar problemas operacionales como taponamiento de las líneas de producción, en especial en el campo colorado el cual desde sus inicios a presentado problemas asociados a parafinas. Este estudio pretende evaluar la efectividad de un tratamiento químico preventivo en la precipitación de parafinas aplicado al campo escuela colorado. El tratamiento a aplicar tiene una composición que está enfocada a realizar una limpieza de los depósitos de parafina solubilizándolos y removiéndolos y además ayuda a disminuir la temperatura de cristalización a la cual empiezan a precipitarse las parafinas. Como resultado se obtendrán los parámetros a tener en cuenta para la aplicación del tratamiento y la ejecución del mismo en tres pozos del campo colorado.</p>		
<b>OBJETIVOS</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evaluar la efectividad del tratamiento químico preventivo para el control de parafinas en el campo escuela colorado</li> <li>• Realizar la inyección de tratamiento químico al campo colorado.</li> <li>• Analizar y procesar las muestras obtenidas en campo en el laboratorio.</li> <li>• Analizar la viabilidad técnica y de costos de generalizar el tratamiento químico preventivo en el campo.</li> </ul>		
<b>RESULTADOS ESPERADOS</b>		
<p>Mirar el efecto del tratamiento químico en propiedades como punto de cristalización, punto de fluidez y viscosidad. Bajo parámetros de aplicación.</p>		
Factores que pueden faltar	Hacer que el estudio	Observaciones y control

Resultados para que los experimentos No sean confiables	Instrumentos de laboratorio mal calibrados o error humano	
<b>DISEÑO DE APLICACIONES</b>		
Tipo del diseño	Se utilizó como variable independiente la frecuencia de aplicación del tratamiento químico y como variables dependientes (punto de nube, punto de fluidez y	

	viscosidad).
Variable de respuesta:	Se tomó el punto de cristalización como la variable de respuesta más representativa.
Variables dependientes:	Tiempo de recirculación
Tipo de muestra:	muestras tomadas en cabeza de pozo para cada uno de los pozos en los que se implemente el tratamiento químico
Tipo de observación:	La observación que se va a realizar está estructurada a desarrollarse a nivel de laboratorio. Para mirar propiedades del crudo una vez que ha estado bajo el efecto del tratamiento químico
¿Cómo se observará?	Se realizara una toma de muestras antes y después de la aplicación del tratamiento químico.
¿Donde se observará?	Las muestras serán analizadas en los respectivos laboratorios de ingeniería química y de petróleos de la universidad industrial de Santander.

### 3.6 INYECCIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO

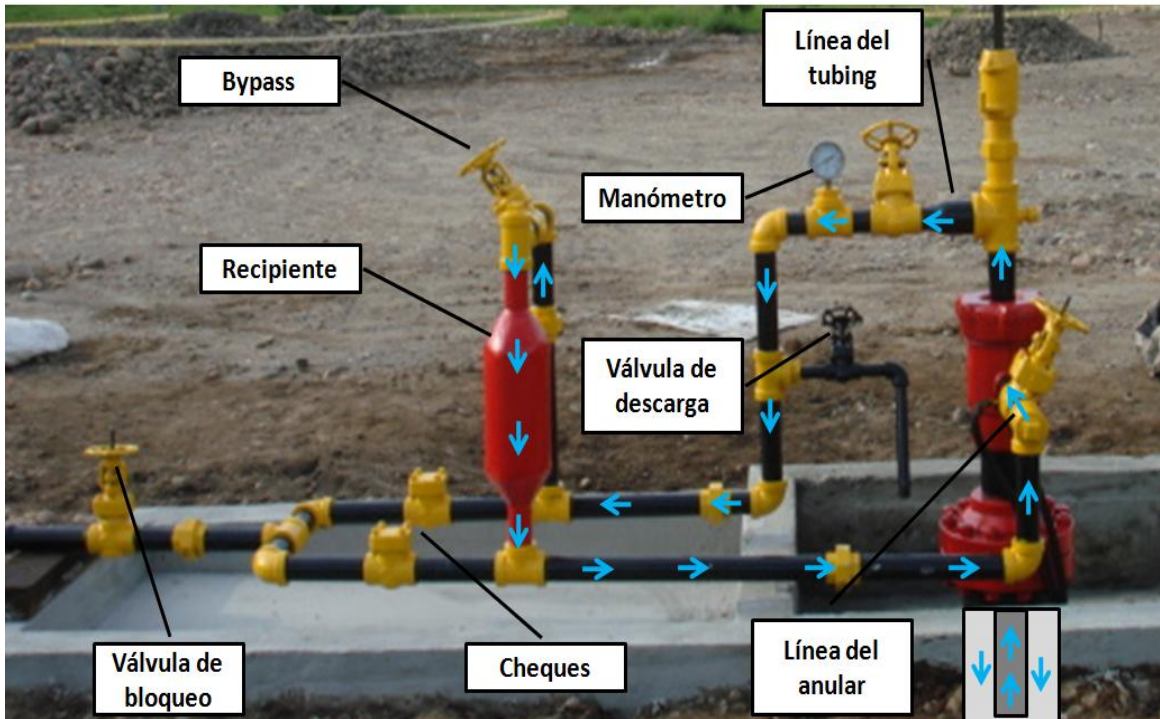
En esta etapa se efectúa la aplicación del tratamiento químico, para lo cual se debe tener precaución en seguir el diseño experimental y el plan desarrollado para no incurrir en errores.

Para la inyección de tratamiento químico se debe contar con el apoyo del operario de campo y tener presente factores como:

- **Periodos de aplicación:** es el periodo que se cuenta entre cada aplicación de tratamiento químico
- **Volumen a inyectar:** se debe calcular el volumen recomendado de tratamiento químico a inyectar a cada uno de los pozos seleccionados.

- **Tiempos de recirculación:** Establecer los tiempos que cada pozo tarda en recircular el tratamiento con el fin de garantizar un ciclo completo.
- **Toma de muestras:** realizar el muestreo en superficie antes y después de aplicar el tratamiento químico.

**Figura 24. Sistema de recirculación de los pozos en superficie.**



Fuente: MARTÍNEZ G, Rosa I, y AMAYA B, Miguel I. Aplicación de un Tratamiento Químico para el Control de Parafina en la Tubería de Producción en el Crudo del Campo Escuela Colorado. Bucaramanga, 2010

**3.6.1 Número de Aplicaciones que se realizaron.** Se realizaron dos aplicaciones a cada uno de los pozos, con un volumen constante que depende de la columna de fluido medida con el echómetro, tomando un periodo inicial de 13 días y periodo final de 8 días.

Se procederá a tomar una muestra antes y después de cada aplicación a cada uno de los pozos seleccionados (ver Tabla. 19).

**Tabla 19. Número de aplicaciones y descripción de las muestras a tomar.**

APLICACION	MUESTRA	DESCRIPCIÓN
Primera aplicación	M1	Antes de inyectar el tratamiento químico
	M2	Después de recircular y normalizar el pozo
Periodo de espera para la segunda aplicación : 13 días		
Segunda aplicación	M3	Antes de inyectar el tratamiento químico
	M4	Después de recircular y normalizar el pozo
Periodo de espera : 8 días		
Toma de muestra	M5	Después del periodo de espera de 8 días

**Tabla 20. Cronograma de aplicación**

Pozo	Primera aplicación	Segunda aplicación	Última toma de muestra
Col 36	10 de abril de 2013	24 de abril de 2013	3 de mayo de 2013
Col 45	9 de abril de 2013	25 de abril de 2013	4 de mayo de 2013
Col 75	11 de abril de 2013	25 de abril de 2013	4 de mayo de 2013

**3.6.2. Pruebas desarrolladas.** Cada una de las muestras será llevada a su respectivo laboratorio para su análisis y evaluación ver (Tabla. 21)

**Tabla 21. Propiedades evaluadas**

PRUEBA DESARROLLADAS	LABORATORIO DE ANALISIS
Punto de cristalización ( dsc)	Laboratorio de ingeniería química, UIS
Punto de fluidez	Laboratorio de fluidos, ingeniería de petróleos UIS
viscosidad	Laboratorio de lodos, ingeniería de petróleos UIS

**3.6.3 Volumen aplicado.** El volumen aplicado fue el recomendado en la tesis titulada “APLICACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL CONTROL DE PARAFINA EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN EL CRUDO DEL CAMPO

ECUELA COLORADO” llevado a cabo por los estudiantes ROSA ISABEL MARTÍNEZ GALINDO Y MIGUEL ISNARDO AMAYA BOHÓRQUEZ, en el año 2010.

Propuesto para pozos con problemas de precipitación de parafina más severos, se recomienda usar un volumen de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$T \text{ (galones)} = 0,000151 \times (D_{ic})^2 \times h. \quad \text{(Ecuación 1).}$$

Donde:

T (galones): volumen de tratamiento químico a aplicar, en galones.

$D_{ic}$ : diámetro interno del casing, en pulgadas.

h : altura de la columna de fluido del pozo, en ft.

La altura de la columna de fluido (h), fue determinada de los registros históricos de nivel de fluido de cada pozo, tomados con el registro sonolog que el campo escuela colorado tomó entre los años 2011 y 2012.

Por otra parte se decidió calcular un volumen de pérdidas correspondientes a las paredes del anular con el fin de crear una película de tratamiento que recubra el anular con un espesor de 0.8 milímetros.

A continuación se presenta el volumen total de tratamiento químico a inyectar en cada uno de los pozos (incluyendo pérdidas) y el volumen de cada componente químico del tratamiento a ser usado para cada aplicación y para toda la ejecución del proyecto. Ver tablas 22, 23, 24, 25.

**Tabla 22. Volumen de tratamiento químico inyectado en cada pozo.**

Pozo	Col-45	Col-75	Col-36
Diámetro interno del casing (in)	4,825	4,825	5,92
Volumen perdidas paredes (gal)	2,9	3,2	1,7
Volumen anular (gal)	7,8	3,3	6,2
Volumen total a inyectar (gal)	10,7	6,5	7,9

**Tabla 23. volúmenes a inyectar y tiempos de recirculación para cada uno de los pozos**

Variables analizadas	pozo		
	Col 36	Col 45	Col 75
Volumen aplicado (gal)	7,9	10,7	6,5
Nivel de fluido en el anular (ft)	242	20	554
Tiempo de recirculación (horas)	19,6	30	24

**Tabla 24. Volumen total de tratamiento químico usado en el proyecto.**

Volumen de tratamiento químico empleado	
Volumen inyectado por cada aplicación (gal)	25
Volumen total usado (gal)	50

**Tabla 25. Volumen de cada componente químico del tratamiento a emplear en cada aplicación.**

Volumen para cada aplicación (en los tres pozos)	
Componente químico	galones
dispersante	1,0
surfactante	0,5
Solvente mutual	2,0
solvente	21,5

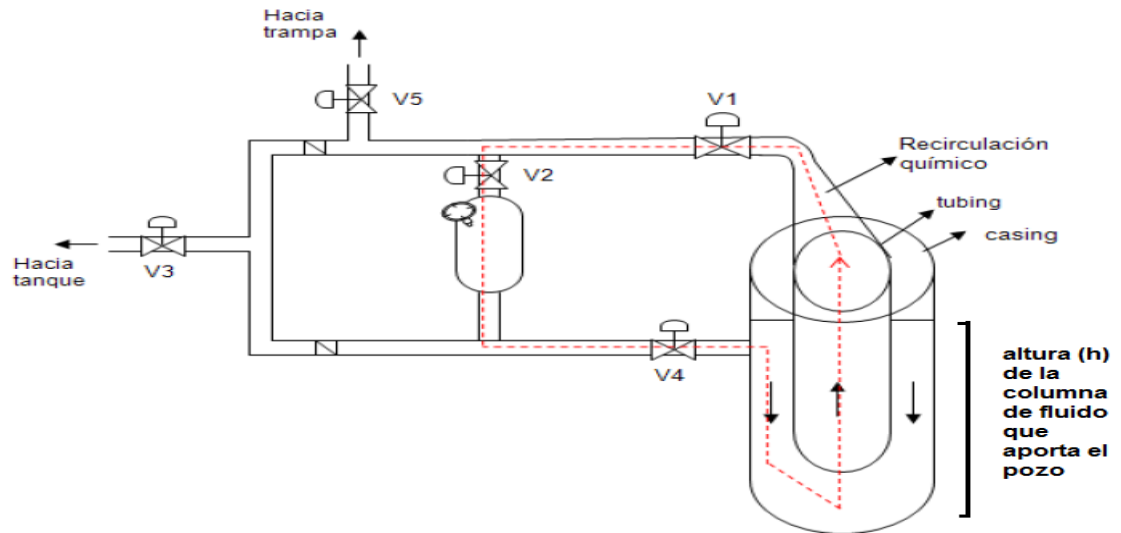
### **Procedimiento de preparación del tratamiento químico**

- Medir la mitad del volumen de solvente a inyectar.
- Medir y adicionar el volumen de solvente mutual.
- Medir y adicionar el volumen de dispersante.
- Medir y adicionar el volumen de surfactante.
- Medir y adicionar el volumen de Varsol restante y agitar.

**3.6.4 Tiempo de recirculación:** Estudios realizados en el trabajo de grado “EVALUACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL CONTROL DE PARAFINA EN EL CRUDO DEL CAMPO ECUELA COLORADO” llevado a cabo por los estudiantes ISMAEL ORLANDO OCHOA LARA Y SERGIO LOPEZ ARTEAGA, en el año 2009, concluyeron que el tratamiento químico disuelve y hace efecto en los depósitos de parafina en un tiempo estimado de 3 a 6 horas; Pero en este caso El tiempo de recirculación para cada pozo se tomó en base a garantizar que el tratamiento químico realizara un ciclo completo (Ver Figura.25) o por lo menos garantizando que recorre desde superficie -anular y una distancia mínima de 1000 ft de altura dentro del tubing (ver Figura. 26).

Los tiempos de recirculación serán evaluados dependiendo del nivel del pozo, La eficiencia de la bomba y la producción de este, valores que serán establecidos por la toma de registros sonolog y diagramas y que posteriormente serán interpretados por el software ECHOMETER y sus versiones TOTAL WELL MANAGEMENT y TOTAL ASSET MONITOR (TAM).

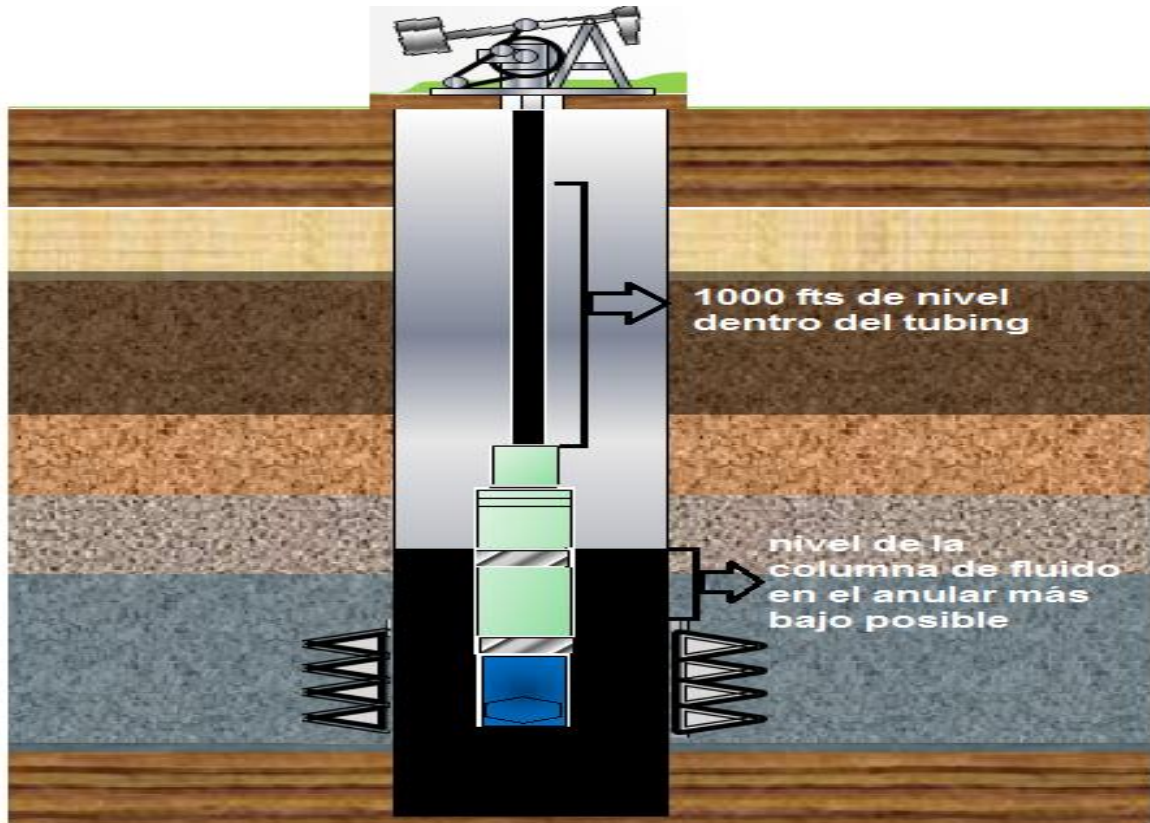
**Figura 25. Recorrido del tratamiento químico en un ciclo de recirculación.**



**Fuente:** OCHOA L..., Ismael O, y LOPEZ A, Sergio L. Evaluación de un Tratamiento Químico para el Control de Parafinas en el Crudo del Campo Colorado. Bucaramanga, 2009.

Para calcular el tiempo de recirculación es esencial conocer la Altura de la columna de fluido en el anular de cada pozo para tener la certeza del volumen de crudo que se va a desplazar y a contactar.

**Figura 26. Parámetros de selección del tiempo de recirculación.**



Fuente: Autores

### **Niveles de fluido en cada pozo.**

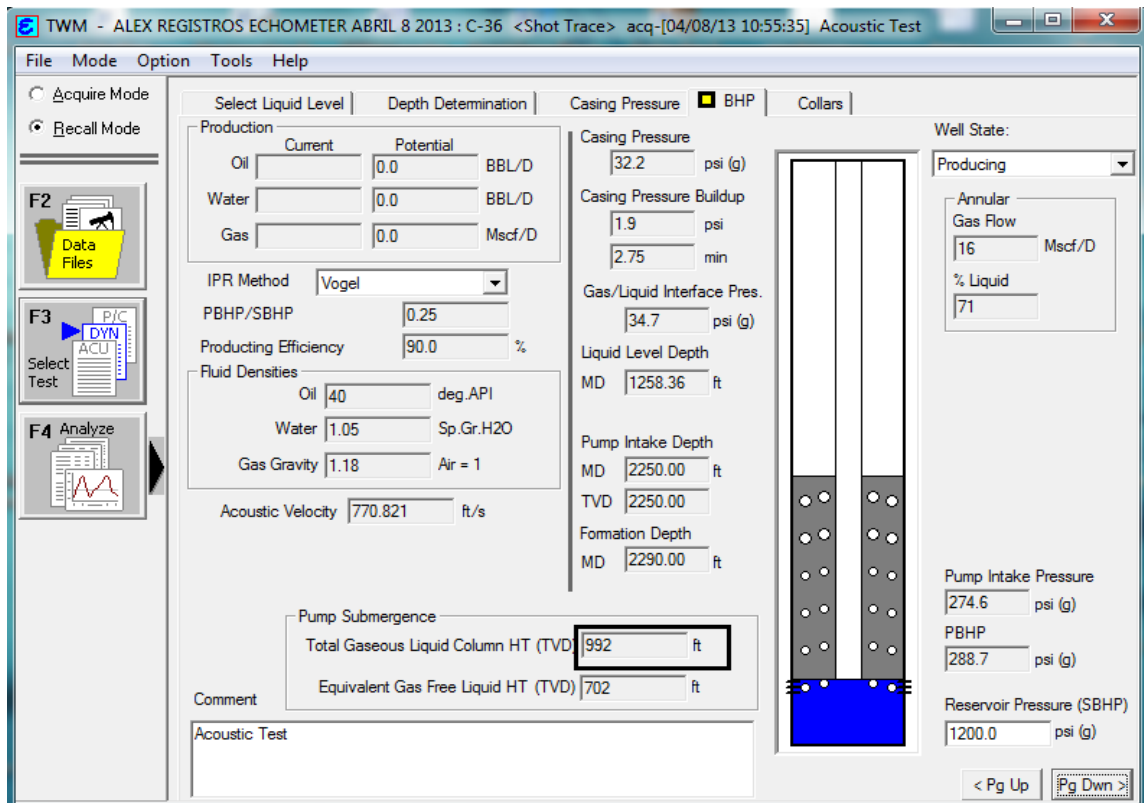
El día 8 de abril del 2013 se realizó el desplazamiento al Campo Colorado donde se procedió a realizar la toma de registros y dinagrama para cada uno de los pozos, con el fin de conocer la altura de la columna de fluido en el anular, y la eficiencia de la bomba para así proceder a aumentar los estroques por minuto (si era necesario) para llevar esa altura de nivel de fluido lo más bajo posible, para garantizar que el tratamiento químico llegue al fondo del pozo y disminuir los tiempos de recirculación que representan pérdidas en la producción del campo.

A continuación se explicará el procedimiento para cada uno de los pozos.

- Pozo colorado 36.

En la figura 27 se muestra el registro sonolog antes de la primera aplicación del tratamiento químico.

**Figura 27. Registro sonolog pozo col 36.**



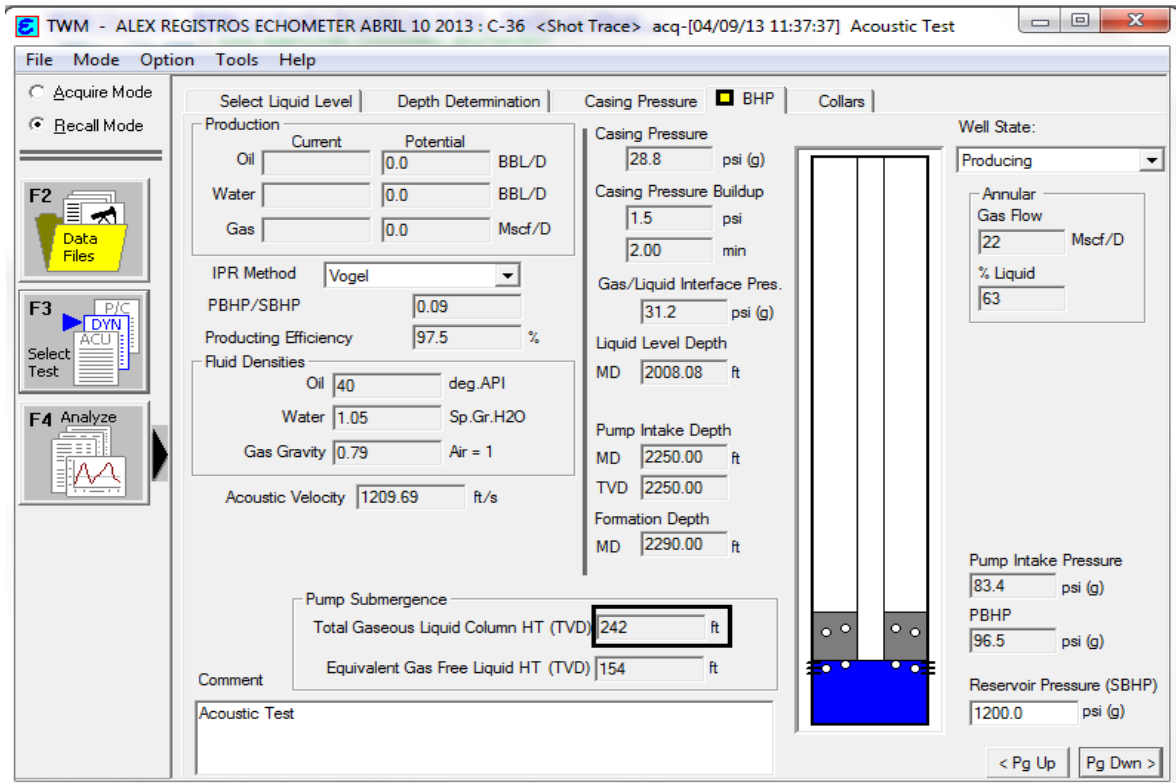
Fuente: Autores

Observando el registro sonolog de la Figura 31 el pozo tiene una altura en la columna de fluido de **992 ft** entonces se procedió a aumentar los SPM (estroques por minuto del pozo) para incrementar el caudal de producción. De esta forma se pasó de 8 SPM a los que se encontraba el pozo inicialmente a 13 SPM.

Según la producción del pozo y cálculos realizados se estimó que en un tiempo de dos días el nivel disminuiría considerablemente.

El día 10 de abril se realizó nuevamente el registro sonolog con el objetivo observar la disminución en la altura de fluido (ver Figura 28) y según el nivel reportado se procedió con la inyección del tratamiento químico.

**Figura 28. Registro sonolog col 36 después de aumentar los SPM**



Fuente: Autores

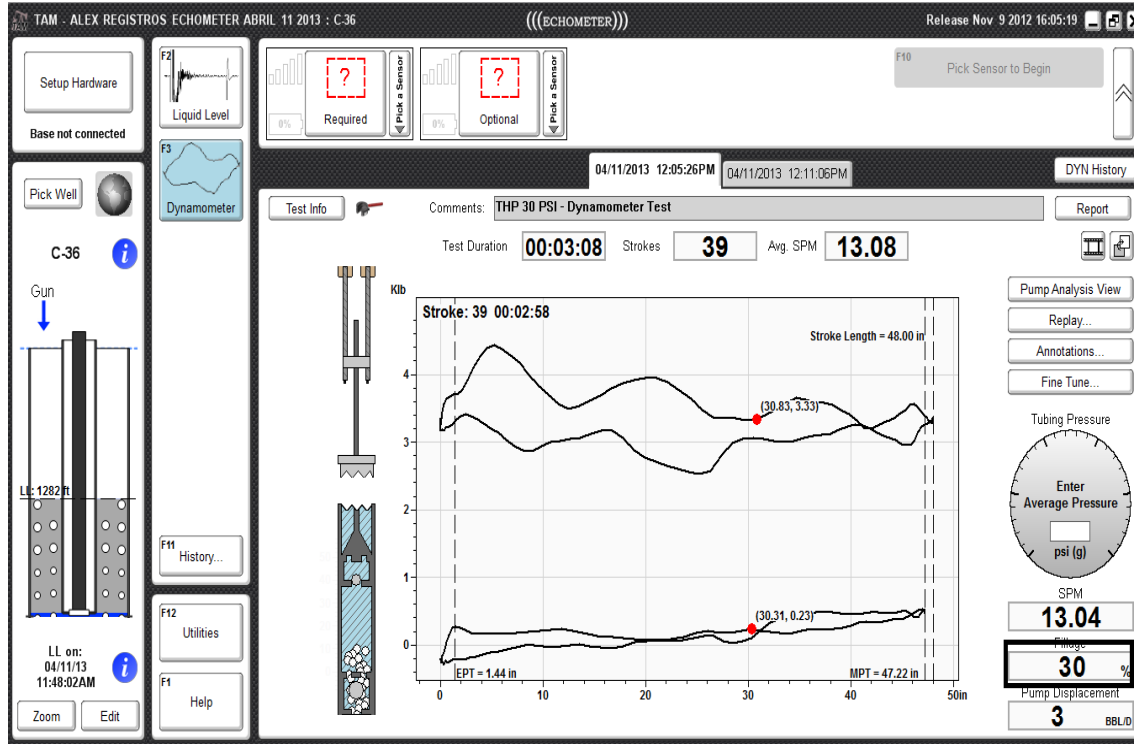
Como se puede apreciar en la Figura 28 el nivel de la columna de fluido ya se ha disminuido hasta 242 ft, por lo que el pozo ya está listo para ser inyectado.

A continuación se presenta la toma de dinagrama (ver Figura 29) para ver la eficiencia de la bomba y calcular la capacidad de la misma con el fin de determinar el tiempo de recirculación del pozo para la inyección del tratamiento químico.

Se debe realizar un seguimiento a la presión en cabeza del pozo durante el periodo de recirculación y que esta no supere los 400 Psi, debido a que puede

averiar las válvulas y empaques del mismo, en caso de que la presión aumente demasiado habrá que normalizar el pozo o despresurizarlo por la línea del anular.

**Figura 29. Dinagrama para determinar la eficiencia de la bomba pozo col 36.**



Fuente: Autores

Con el estado mecánico del pozo presentado en la Figura. 21 y con los datos de SPM y la eficiencia de la bomba (ver Figura. 29) tomados del dinagrama se calcula la capacidad de producción de la bomba a las condiciones dadas ver Tabla 27.

**Tabla 26. Capacidad de producción de la bomba del pozo col 36.**

Capacidad de la bomba col-36	
Diámetro de la bomba D (pulg)	1,25
Longitud de la bomba L (ft)	14
Estroques por minuto	13
Eficiencia de la bomba	0,3
Caudal de la bomba (bbl/día)	14

Teniendo la capacidad de producción de la bomba (ver tabla 26), se procedió a calcular el tiempo de recirculación, que estará en función de la altura de la columna de fluido (ver Figura. 28) y las capacidades del tubing y del anular, se tomó un desplazamiento dentro del tubing de 1000 ft como mínimo.

**Tabla 27. Volumen de fluido pozo col 36**

Variable	Anular	Tubing
Diámetro interno (in)	5,92	2,347
Diámetro externo (in)	6,625	2,875
Nivel de fluido(ft)	242	1000
Volumen (bbl)	5,35	5,85

Así el volumen total será la suma del volumen en el anular y el volumen en el tubing.

Con los datos de la tabla 27, se calcula el tiempo de recirculación para el pozo col 36. Resultados que se muestran en la tabla 28.

**Tabla 28. Tiempo de recirculación para el pozo col 36.**

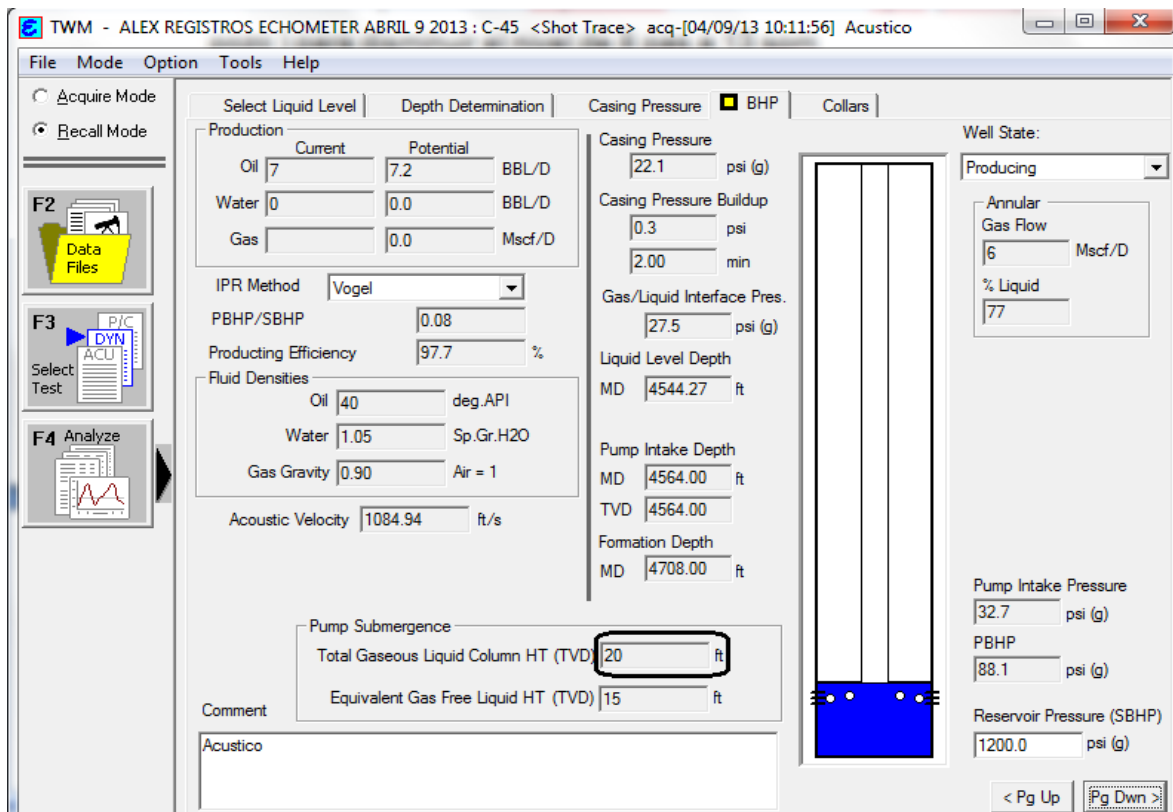
Variable	Pozo col 36
Volumen total (bbl)	11,20
Caudal (bbl/dia)	13,69
Tiempo de recirculación ( horas)	19,6

El tiempo de recirculación para el pozo col 36 será de 19.6 horas garantizando un recorrido desde el nivel en el anular hasta 1000ft por dentro del tubing (ver Figura. 29) por parte del tratamiento químico.

- **Pozo Colorado 45**

La toma inicial del registro sonolog (toma realizada el 8 de abril del 2013) para el pozo col 45 registra una altura de 20 ft de nivel de fluido, por tal motivo se decidió esperar un día con el fin de observar si este nivel aumentaba o disminuía. El nuevo registro sonolog tomado (ver Figura. 30) arrojó que el nivel del pozo se mantenía constante por lo cual se consideró que está listo para proceder a inyectar el tratamiento químico sin necesidad de aumentar los SPM del pozo.

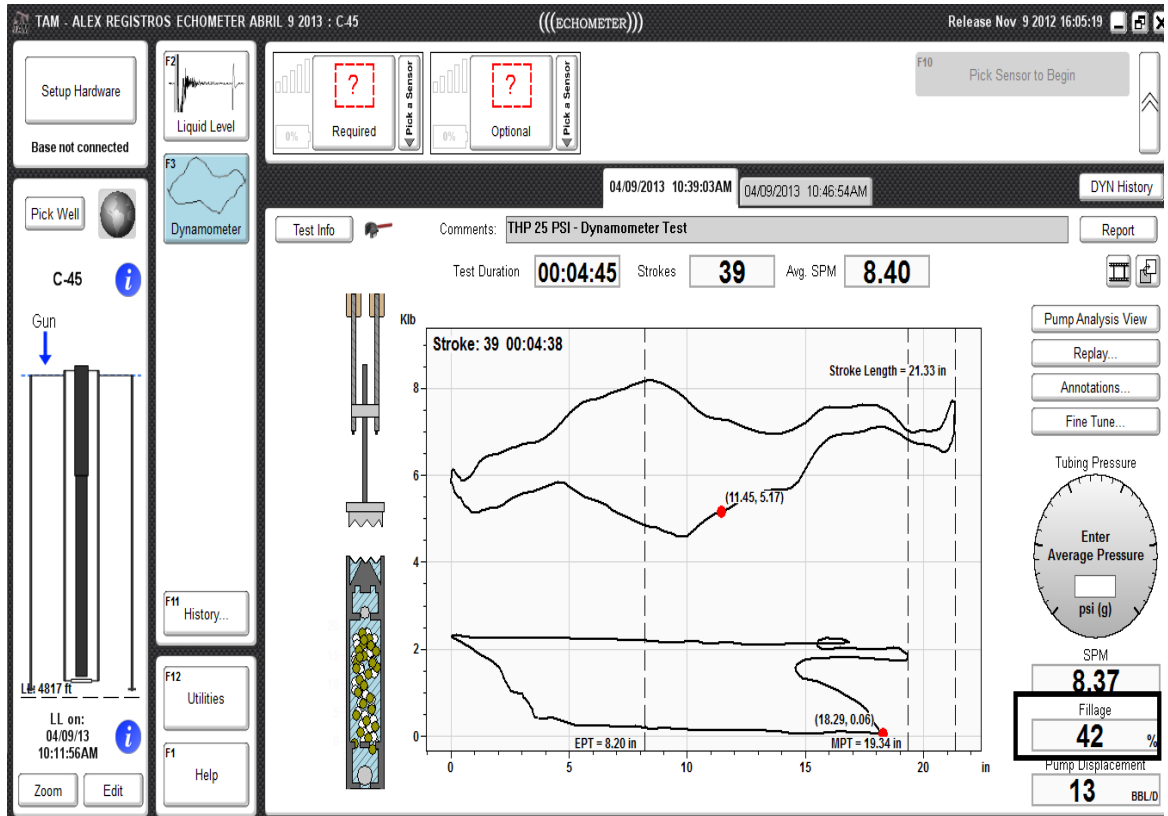
**Figura 30. Sonolog para determinar el nivel de fluido inicial pozo col 45.**



Fuente: autores

Además se realizó la toma de dinagrama (ver Figura. 31) con el fin de calcular la capacidad de producción de la bomba para este pozo.

**Figura 31. Dinagrama para determinar la eficiencia de la bomba del pozo 45.**



Fuente: Autores

Con los valores mostrados en el dinagrama (ver Figura. 31) de eficiencia de la bomba y SPM del pozo se procede a calcular la capacidad de producción de la bomba (ver Tabla. 29).

**Tabla 29. Cálculo de la capacidad de producción de la bomba pozo col 45.**

Capacidad de la bomba col-45	
Díámetro de la bomba D (pulg)	1,25
Longitud de la bomba L (ft)	12
Estroques por minuto	8,4
Eficiencia de la bomba	0,42
Caudal de la bomba (bbl/día)	10,6

Con los datos obtenidos de capacidad de producción de la bomba y nivel del pozo se procedió a calcular el tiempo de recirculación para el pozo col 45 (ver Tabla. 30).

**Tabla 30. Volumen de fluido pozo col 45**

Variable	Anular	Tubing
Diámetro interno (in)	5,92	2,347
Diámetro externo (in)	6,625	2,875
Nivel de fluido(ft)	23	1000
Volumen (bbl)	0,6	5,35

Así el volumen total será la suma del volumen en el anular y el volumen en el tubing.

Con los datos de la tabla 31, se calcula el tiempo de recirculación para el pozo col 45. Resultados que se muestran en la tabla 31.

**Tabla 31. Tiempo de recirculación para el pozo col 45.**

Variable	Pozo col 36
Volumen total (bbl)	5,95
Caudal (bbl/dia)	10,6
Tiempo de recirculación ( horas)	13,5

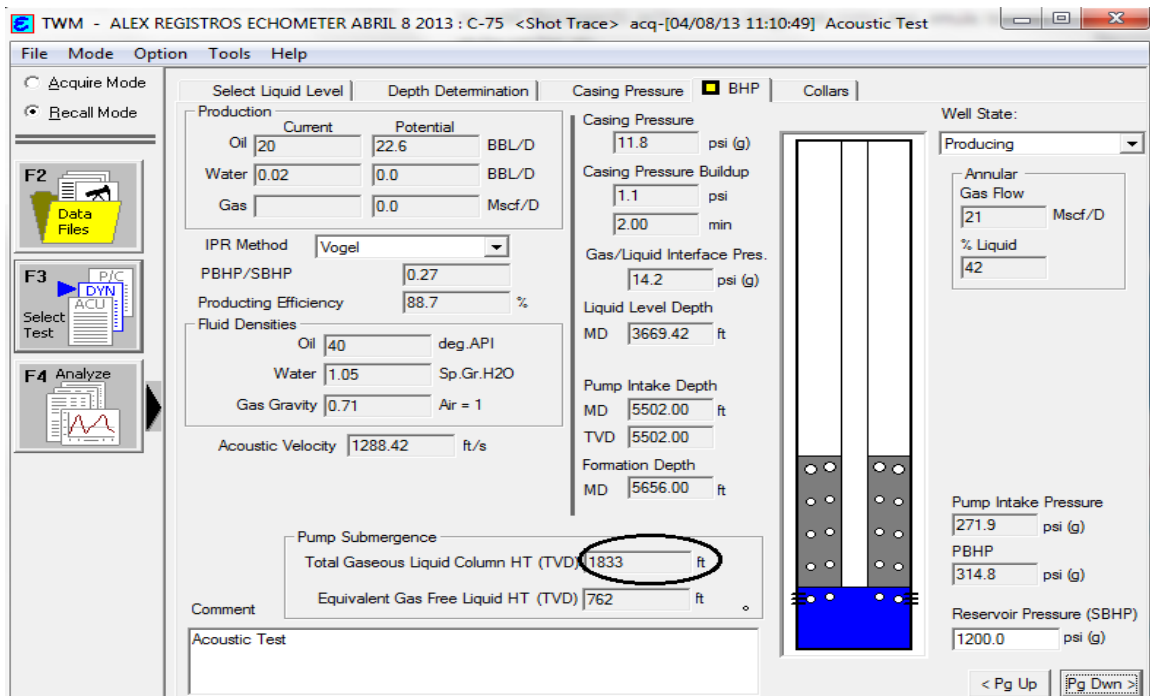
El tiempo de recirculación para el pozo col 45 será de 13,5 horas garantizando un recorrido desde el nivel en el anular hasta 1000ft por dentro del tubing (ver Figura. 25) por parte del tratamiento químico.

- **Colorado 75**

La toma inicial del registro sonolog (8 de abril del 2013) reportó una altura de nivel de fluido de 1883 ft (ver Figura. 32) por lo que se decide aumentar los SPM de 9 a 12 SPM con la finalidad de disminuir el nivel de fluido.

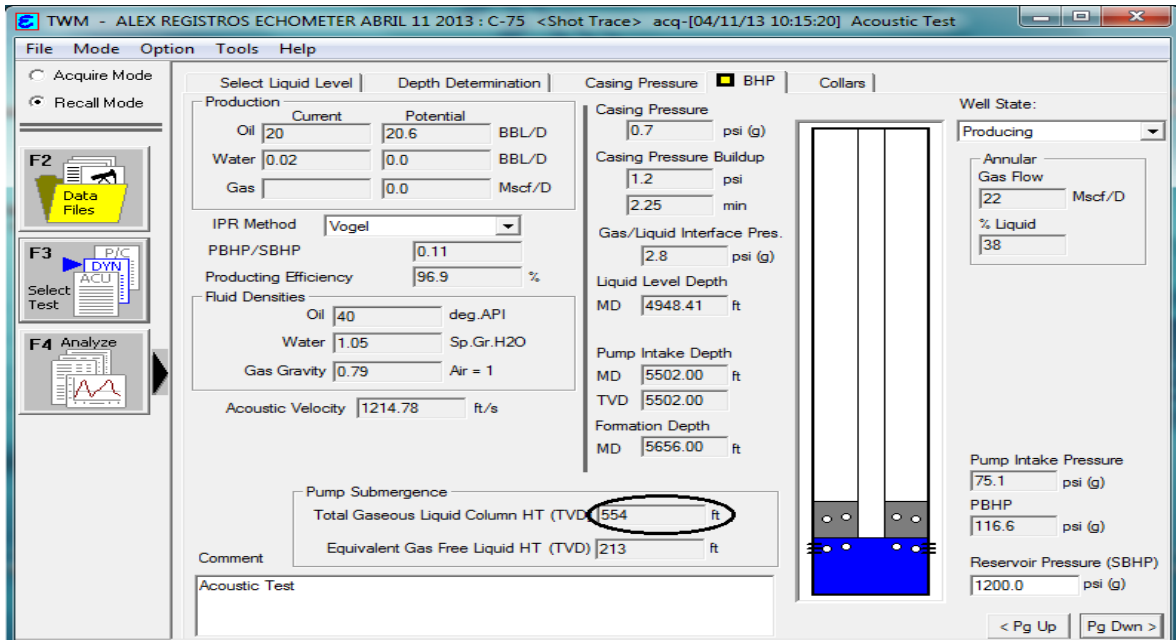
Con cálculos realizados a partir de producción actuales del pozo y con una eficiencia calculada de bomba, se estimó que el pozo disminuye el nivel en un tiempo aproximado de tres días para lo que se realizó una nueva medición el día 11 de abril registrando una altura de nivel de 554 ft (ver Figura. 33) por lo tanto el pozo estaba listo para la inyección del tratamiento químico; además se realizó la toma de dinagrama para el cálculo de la eficiencia de la bomba. (Ver Figura. 34)

**Figura 32. Sonolog para determinar el nivel fluido inicial pozo col 75.**



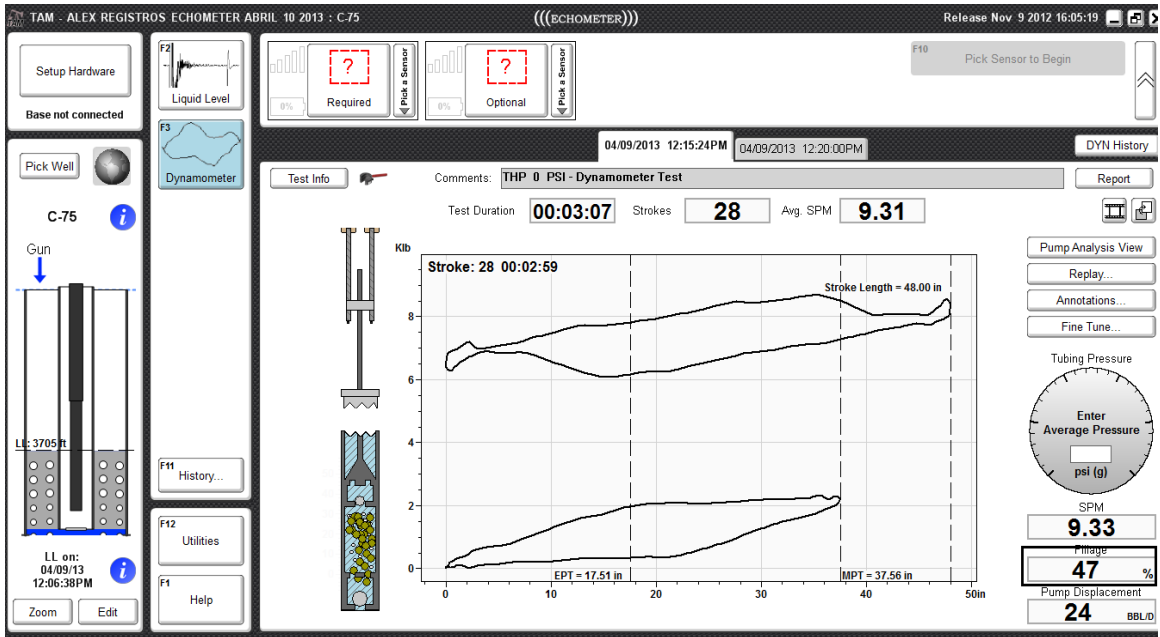
Fuente: Autores

**Figura 33. Sonolog para determinar la disminución del nivel de fluido pozo col 75.**



Fuente: Fuente: ECHOMETER, Total Well Management

**Figura 34. Dinagrama para determinar la eficiencia de la bomba pozo col 75.**



Fuente: ECHOMETER, Total Asset Monitor

**Tabla 32. Cálculo de la capacidad de producción de la bomba pozo col 75.**

<b>Capacidad de la bomba col-75</b>	
Diámetro de la bomba D (pulg)	1,25
Longitud de la bomba L (ft)	10
Estroques por minuto	12
Eficiencia de la bomba	0,47
Caudal de la bomba (bbl/día)	14,1

Con los datos obtenidos de capacidad de producción de la bomba (ver tabla 32) y nivel del pozo se procedió a calcular el tiempo de recirculación para el pozo col 75 (ver Tabla. 34).

**Tabla 33. Volumen de fluido pozo col 75**

<b>Variable</b>	<b>Anular</b>	<b>Tubing</b>
Diámetro interno (in)	4,825	2,347
Diámetro externo (in)	5,5	2,875
Nivel de fluido(ft)	554	1000
Volumen (bbl)	8,8	5,35

Así el volumen total será la suma del volumen en el anular y el volumen en el tubing.

Con los datos de la tabla 37, se calcula el tiempo de recirculación para el pozo col 75. Resultados que se muestran en la tabla 34.

**Tabla 34. Tiempo de recirculación para el pozo col 75.**

<b>Variable</b>	<b>Pozo col 36</b>
Volumen total (bbl)	13,43
Caudal (bbl/día)	14,14
Tiempo de recirculación ( horas)	22,8

De esta forma queda establecido el tiempo de recirculación para el pozo col 75 que corresponde a 22,8 horas.

Una vez calculado el tiempo de recirculación se realizó la inyección de tratamiento químico teniendo precaución en que la presión del pozo durante el proceso de recirculación no sobrepasara los 400 psi.

Para las siguientes aplicaciones se aplicó el mismo protocolo con los tiempos de recirculación ya establecidos.

### **3.7 EVALUACIÓN DE RESULTADOS DE LA INYECCIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO**

A las muestras tomadas antes y después de la aplicación del tratamiento químico a cada pozo se le realizaron pruebas de punto de cristalización, punto de fluidez y viscosidad para evaluar la efectividad del tratamiento químico.

Se evaluaron los resultados de las pruebas para cada uno de los pozos.

#### **3.7.1 Para el pozo col 36.**

##### **- Análisis punto de cristalización col36**

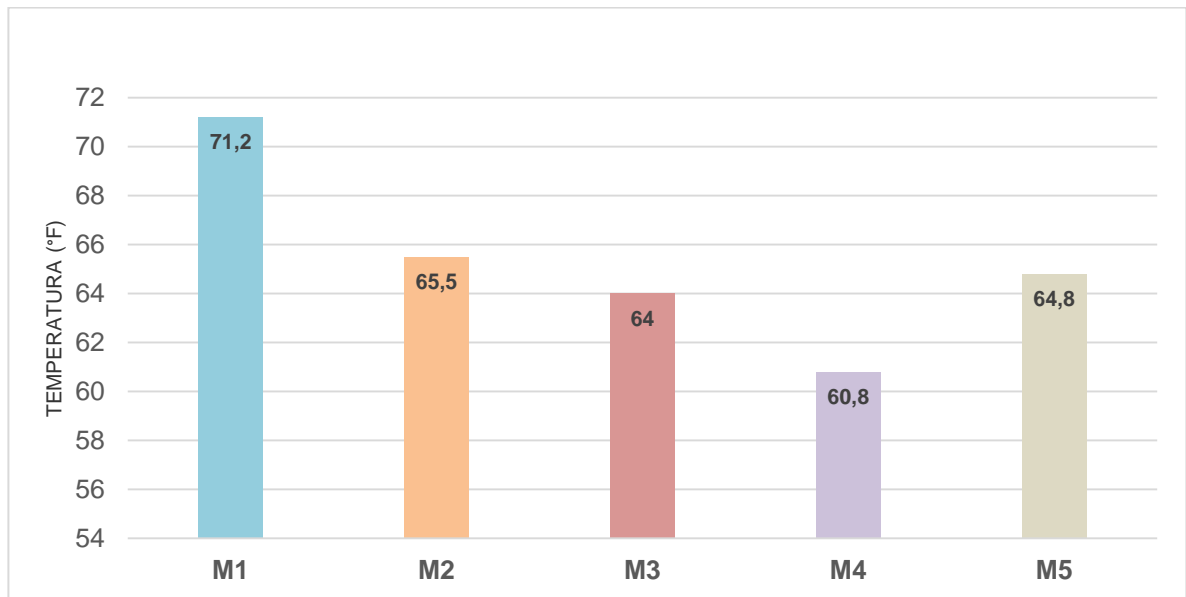
En la tabla 35 y la figura 39 se muestran los resultados de las pruebas de punto de cristalización realizadas para el pozo col 36.

**Tabla 35. Resultados punto de cristalización pozo col 36**

Muestra de crudo	Condiciones de aplicación		Punto de cristalización (°F)
	Volumen inyectado (gal)	Tiempo de recirculación (horas)	
Antes de la primera aplicación (M1)	7,9	19,6	71,2
Después de la primera aplicación (M2)			65,5
Después de 13 días (periodo de espera)			
Antes de la segunda aplicación (M3)	7,9	19,6	64,0
Después de la segunda aplicación (M4)			60,8
Después de 8 días (periodo de espera)			
Ultima toma de muestra (M5)	-----	-----	64,8

Con los resultados observados en la Figura. 35 podemos apreciar una disminución en el punto de cristalización para cada una de las aplicaciones del tratamiento químico.

**Figura 35. Puntos de cristalización por el método DSC pozo Col 36.**



Partiendo de la primera aplicación encontramos una disminución en el punto de cristalización de la muestra M2 respecto a la muestra M1 de 5,7 °F lo que representa un 8% de disminución. La muestra (muestra M2 luego de haber recirculado tratamiento químico) se saturó de parafina, este efecto se debió a que el tratamiento removió la parafina depositada y realizó una pequeña limpieza en el pozo. La parafina removida de la formación productora y de la tubería de producción es de menor peso molecular a la que saturaba la muestra antes de la aplicación del tratamiento químico, por eso el punto de cristalización de la muestra M2 es menor que el de la muestra M1.

También se puede observar que transcurridos 13 días (muestra M3) de producción del pozo después de haber efectuado la primera aplicación del tratamiento químico aún continúa haciendo efecto y el punto de cristalización se ha disminuido 7,2°F con relación a la muestra inicial (muestra M1) lo que representa una disminución del 10.1%. (El tiempo que lleva el tratamiento químico actuando en el pozo es de 14 Días que representan el periodo de 13 días de producción del pozo y las horas de recirculación de este).

Para la segunda aplicación del tratamiento químico (muestras M4) se aprecia el efecto más notorio en la disminución del punto de cristalización puesto que el pozo ya se ha venido limpiando por la acción del tratamiento y logra mejores resultados, en este caso disminuye en 10,4°F lo que representa una disminución del 14,6%.

A los ochos días después de la segunda aplicación se tomó la muestra M5, y se observa un incremento en el punto de cristalización respecto a la Muestra M4, debido a que en los últimos 5 días se cerró el pozo debido a restricciones en la capacidad de producción; a pesar de esto, el punto de cristalización es 6,4 °F inferior al de antes de iniciar el tratamiento químico (resultado muestra M1).

Con los resultados mostrados anteriormente podemos decir que el tratamiento químico tiene un efecto notorio en la disminución del punto de cristalización para el pozo Col 36 que representa un crudo de la arena B, donde se aprecia una disminución en el punto de cristalización de 10,4 °F equivalente al 14 %.

### - Análisis punto de fluidez pozo col 36

En la tabla 36 y la figura 40 se muestran los resultados de las pruebas de punto de fluidez realizadas para el pozo col 36.

Analizando los resultados del punto de fluidez (ver Tabla.39) y presentados en la Figura. 36 se puede apreciar un aumento en esta propiedad luego de cada una de las aplicaciones y del respectivo tiempo de recirculación del tratamiento químico.

**Tabla 36. Punto de fluidez pozo col 36**

Muestra de crudo	Condiciones de aplicación		Punto de fluidez (°F)
	Volumen inyectado (gal)	Tiempo de recirculación (horas)	
Antes de la primera aplicación (M1)	7,9	19,6	-22,0
Después de la primera aplicación (M2)			-5,8
Después de 13 días (periodo de espera)			
Antes de la segunda aplicación (M3)	7,9	19,6	-22,0
Después de la segunda aplicación (M4)			-16,6
Después de 8 días (periodo de espera)			
Ultima toma de muestra (M5)	-----	-----	-13,0

**Figura 36. Puntos de fluidez pozo col 36.**



Después de la primera aplicación la muestra M2 muestra un incremento en el punto de fluidez respecto a la muestra M1 ocasionado por la acción de limpieza y remoción que hace el tratamiento químico.

Un aumento en el punto de fluidez indica aumento del contenido de ceras sólidas presentes en la muestra.

También se puede observar que transcurridos 13 días (muestra M3) de producción del pozo después de haber efectuado la primera aplicación del tratamiento químico el punto de fluidez se estabiliza y llega al valor inicial (M1) registrado.

Lo anterior se repite para las muestras M4 y M3 pero el aumento en el punto de fluidez es menor debido a que la cantidad de ceras depositadas en la tubería era menor respecto a la primera aplicación.

Una vez efectuada la segunda aplicación y transcurrido 8 días (muestra M5) de producción del pozo se encontró que el punto de fluidez aumenta debido al periodo de cierre de los pozos y que favorece la precipitación de parafinas.

Con los resultados mostrados anteriormente se puede decir que el tratamiento químico tiene un efecto de remoción y limpieza de ceras parafínicas que se reflejan en el incremento del punto de fluidez del pozo colorado 36.

**- Análisis comportamiento reológico pozo col 36**

A continuación se analizará el efecto de la aplicación del tratamiento químico en el comportamiento reológico de las muestras antes y después de la aplicación del mismo. Se utilizó un rango entre (50 °F – 104 °F) y velocidades de deformación 90 s<sup>-1</sup>, 160 s<sup>-1</sup> y 210 s<sup>-1</sup>. Se hace énfasis entre las temperaturas (60 °F y 80 °F) el cual es el rango donde se presenta el problema de precipitación de parafinas en el campo escuela Colorado. Se utilizó el viscosímetro rotacional Offite 900 que mide la viscosidad dinámica ( $\mu$ ) del crudo conforme a la norma ASTM D 2983.

En la tabla 37 se muestran los resultados de la prueba de comportamiento reológico para el pozo col 36.

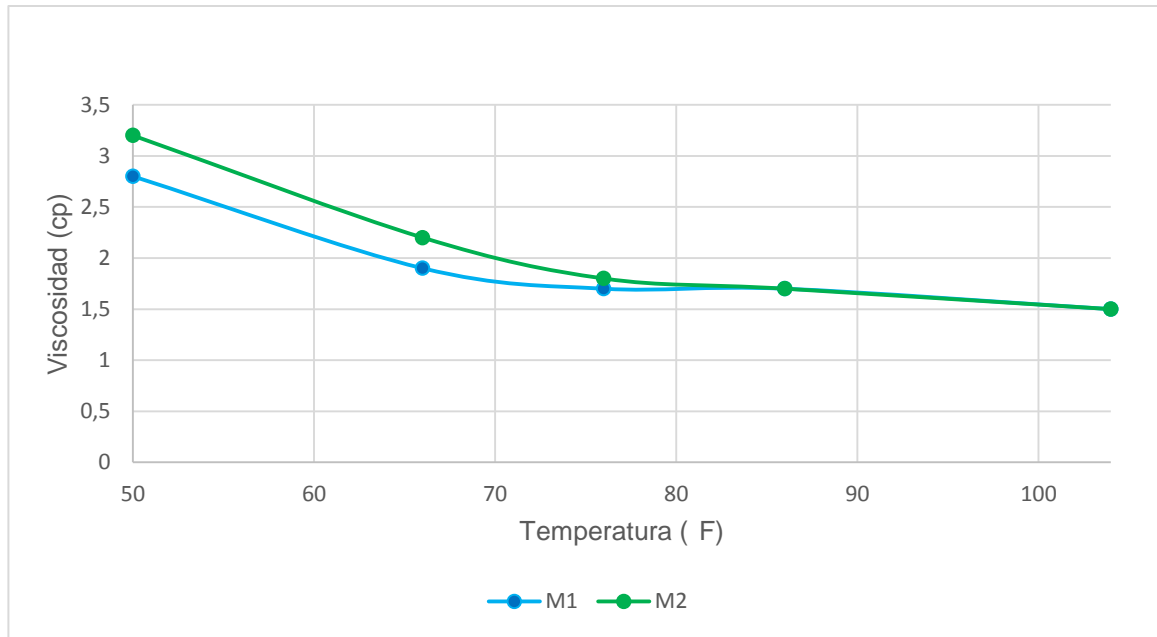
**Tabla 37. Comportamiento reológico pozo col 36.**

Col 36						
Muestra	Velocidad de deformación (s <sup>-1</sup> )	Viscosidad (cp)				
		50 °F	66 °F	76 °F	86 °F	104 °F
Antes de la primera aplicación (M1)	210	3,2	2,2	2,0	1,8	1,7
	160	3,1	2,0	1,8	1,7	1,6
	90	2,8	1,9	1,7	1,7	1,5
Después de la	210	4,1	2,9	1,8	1,5	1,5

Col 36						
Muestra	Velocidad de deformación (s <sup>-1</sup> )	Viscosidad (cp)				
		50 °F	66 °F	76 °F	86 °F	104 °F
primera aplicación (M2)	160	3,9	2,7	1,6	1,6	1,5
	90	3,2	2,2	1,8	1,7	1,5
Antes de la segunda aplicación (M3)	210	2,5	1,9	1,8	1,7	1,3
	160	2,4	1,9	1,6	1,5	1,2
	90	2,5	1,9	1,7	1,6	1,3
Después de la segunda aplicación (M4)	210	3,2	2,3	2,0	1,6	1,3
	160	3,3	2,3	1,9	1,6	1,4
	90	3,0	2,2	2,0	1,7	1,4
Ultima toma de muestra (M5)	210	3,4	2,5	2,2	1,8	1,5
	160	3,5	2,4	2,1	1,8	1,5
	90	3,1	2,4	2,1	1,7	1,5

En la Figura. 37 se puede observar que para temperaturas superiores a 78 °F la viscosidad cambia muy poco entre las muestras M1 y M2, pero a temperaturas inferiores varía considerablemente debido a la diferencia de ceras presentes en cada una de las muestras, la muestra M2 contiene más ceras efecto que obedece a la acción de remoción y limpieza que hace el tratamiento químico después de la primera aplicación.

**Figura 37. Viscosidad pozo col 36 antes y después de la primera aplicación.**

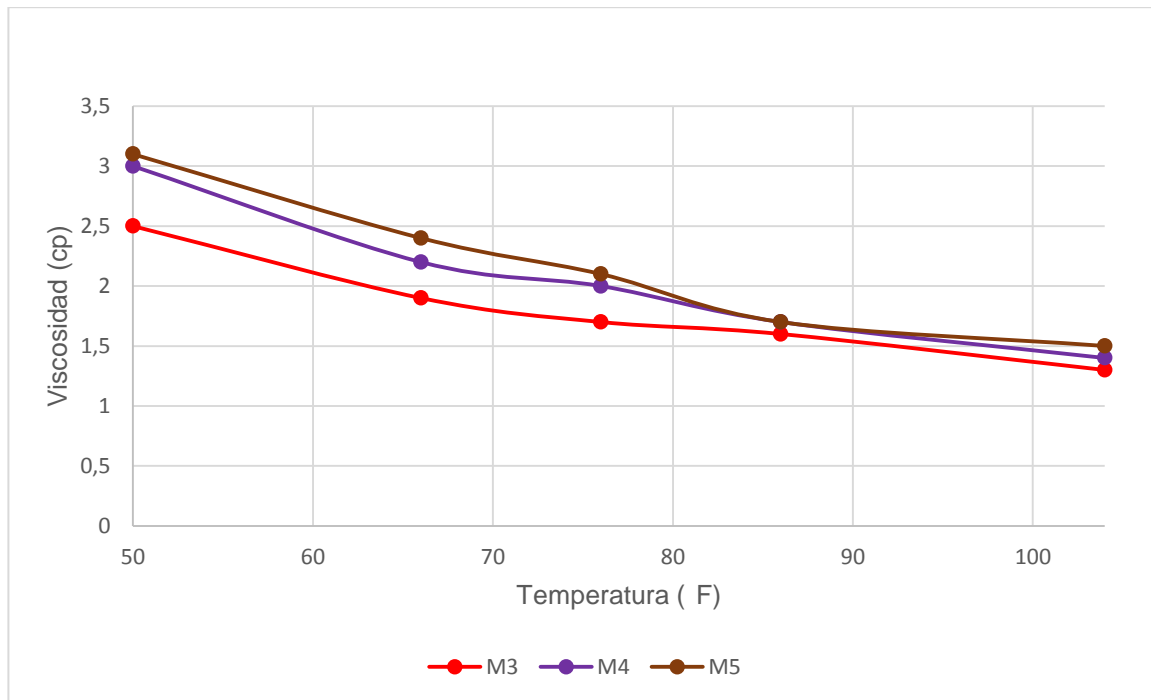


A medida que aumenta el contenido de cera del crudo la viscosidad aumenta.

También podemos decir que el contenido de ceras presente en cada muestra no afecta significativamente la viscosidad sino hasta que las mismas se precipitan.

En la figura 38 se muestra el comportamiento de la viscosidad después de la segunda aplicación. La línea roja representa la viscosidad de la muestra M3, la línea morada la viscosidad de la muestra M4 y la línea café la viscosidad de la última muestra tomada M5.

**Figura 38. Viscosidad pozo col 36 antes y después de la segunda aplicación.**



En la figura. 38 se observa el comportamiento reológico de las muestras después de la segunda aplicación del tratamiento químico, se observa un comportamiento similar en las viscosidades para temperaturas mayores a los 86 °F pero a temperaturas menores la viscosidad de las muestras cambia ligeramente debido al efecto provocado por la recirculación e inyección del tratamiento químico y por el estado estático del pozo una vez efectuada la segunda aplicación.

### **Análisis Gravedad API pozo col 36**

**Gravedad API.** Este método está basado en el principio de que la gravedad de un líquido varía directamente con la profundidad de inmersión de un cuerpo flotante en el mismo.

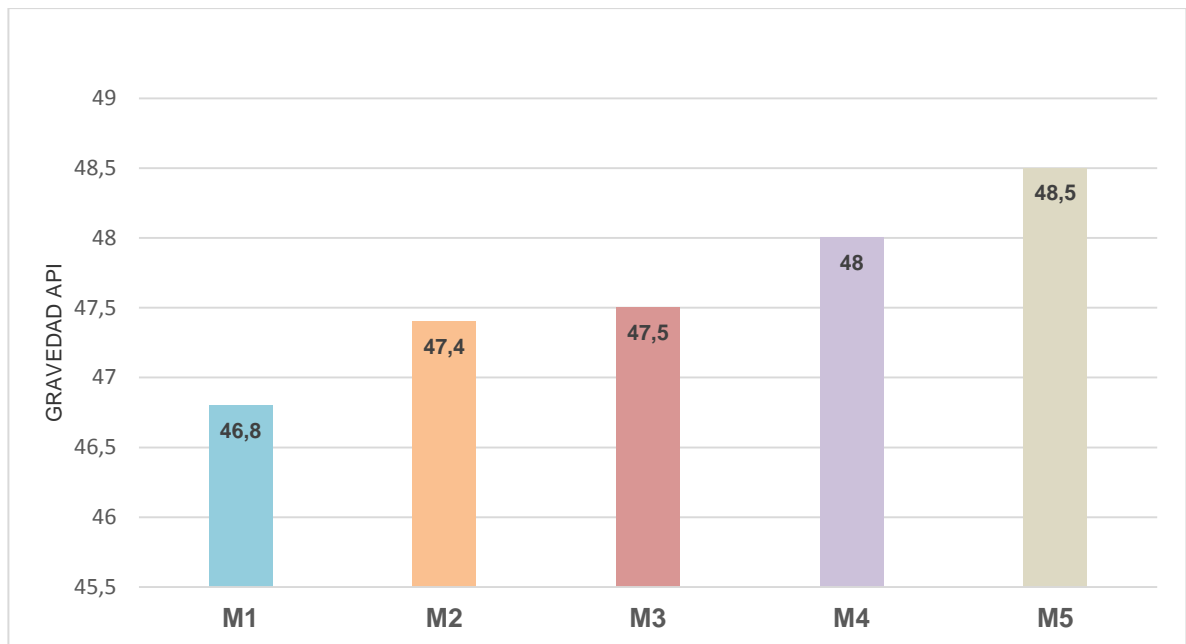
El cuerpo flotante en este caso es un hidrómetro y los resultados se presentan a temperatura ambiente.

En la tabla 38 se muestran los resultados de la prueba gravedad API para el pozo col 36.

**Tabla 38. Gravedad API pozo col 36**

Muestra crudo col 36	Gravedad API
Antes de la primera aplicación (M1)	46,8
Después de la primera aplicación (M2)	47,4
Después de 14 días	
Antes de la segunda aplicación (M3)	47,5
Después de la segunda aplicación (M4)	48,0
Después de 8 días	
Ultima toma de muestras (M5)	48,5

**Figura 39. gravedad API colorado 36**



Como se aprecia en la Figura. 39 la gravedad API tiene un ligero incremento debido posiblemente a la dilución del tratamiento que tiene una gran fracción de solvente.

### 3.7.2 Para el pozo col 45.

#### - Analisis punto de cristalización col 45

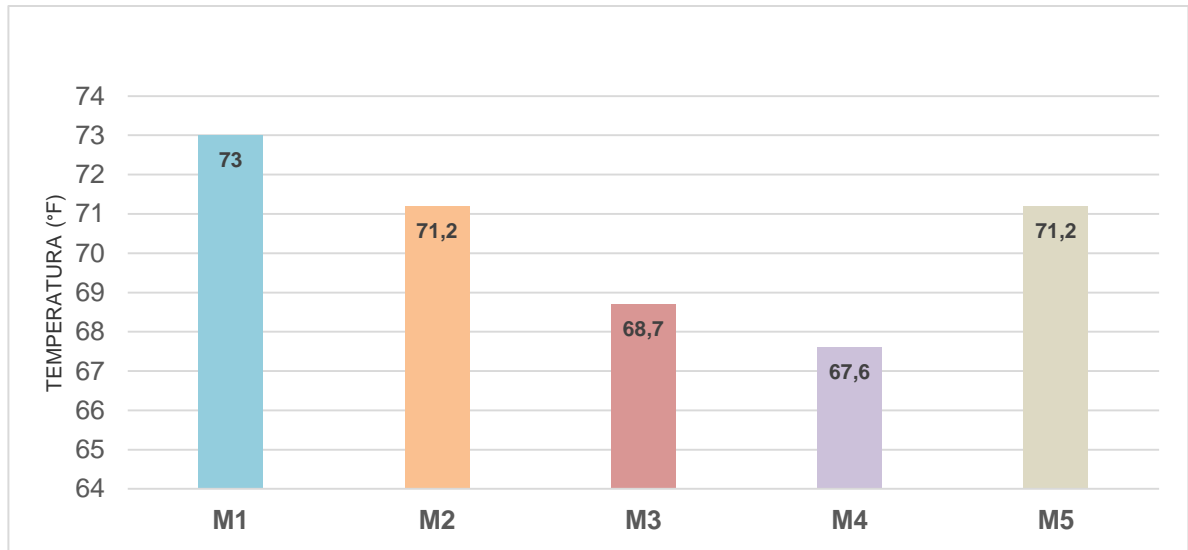
En la tabla 39 y la figura 44 se muestran los resultados de la prueba de punto de cristalización para el pozo col 45.

**Tabla 39. Resultados punto de cristalización pozo col 45**

Muestra de crudo	Condiciones de aplicación		Punto de cristalización (°F)
	Volumen inyectado (gal)	Tiempo de recirculación (horas)	
Antes de la primera aplicación (M1)	10,7	15	73,0
Después de la primera aplicación (M2)			71,2
Después de 13 días (periodo de espera)			
Antes de la segunda aplicación (M3)	10,7	15	68,7
Después de la segunda aplicación (M4)			67,6
Después de 8 ( periodo de espera)			
Ultima toma de muestra (M5)	-----	-----	71,2

Analizando los resultados de punto de cristalización para el pozo col 45 observados en la Figura. 40 se puede apreciar una disminución en el punto de cristalización para cada una de las aplicaciones del tratamiento químico.

**Figura 40. Puntos de cristalización por el método DSC pozo col 45.**



Para la primera aplicación se visualiza una disminución en el punto de cristalización de 1,8 °F de la muestra M2 respecto a la muestra M1 lo que representa un 2,5% de disminución. En esta aplicación el tratamiento removi6 y realiz6 una peque1a limpieza en el pozo por lo que la muestra (muestra M2 luego de haber recirculado tratamiento qu6mico) se satur6 de parafina. Por otra parte este pozo cuenta con un punto de cristalizaci6n mucho m6s alto y es m6s paraf6nico ya que su arena productora es la arena C.

Tambi6n se puede observar que transcurridos 13 d6as de producci6n del pozo despu6s de haber efectuado la primera aplicaci6n del tratamiento qu6mico a6n contin6a haciendo efecto (muestra M3) y logra mejores resultados con el periodo de tiempo, donde se ve que el punto de cristalizaci6n se ha disminuido 4,3°F con relaci6n a la muestra inicial (muestra M1) lo que representa una disminuci6n del 5,9 %. (El tiempo de lleva el tratamiento qu6mico actuando en el pozo es de 13 d6as y 17 horas que representan el periodo de 13 d6as de producci6n del pozo y las horas de recirculaci6n de este).

Para la segunda aplicación del tratamiento químico (muestras M4) se aprecia el efecto más notorio donde se alcanza el punto de cristalización más bajo para este pozo debido a que el tratamiento ha venido haciendo efecto, en esta ocasión disminuye en 5,4°F lo que me representa una disminución del 7,4%, resultado que se encuentra representativo.

El comportamiento del punto de cristalización para la muestra M5 respecto a M4 y M1 es similar al presentado en el pozo col 36.

Con los resultados mostrados anteriormente podemos decir que el tratamiento químico tiene un efecto positivo en la disminución del punto de cristalización para el pozo colorado 45.

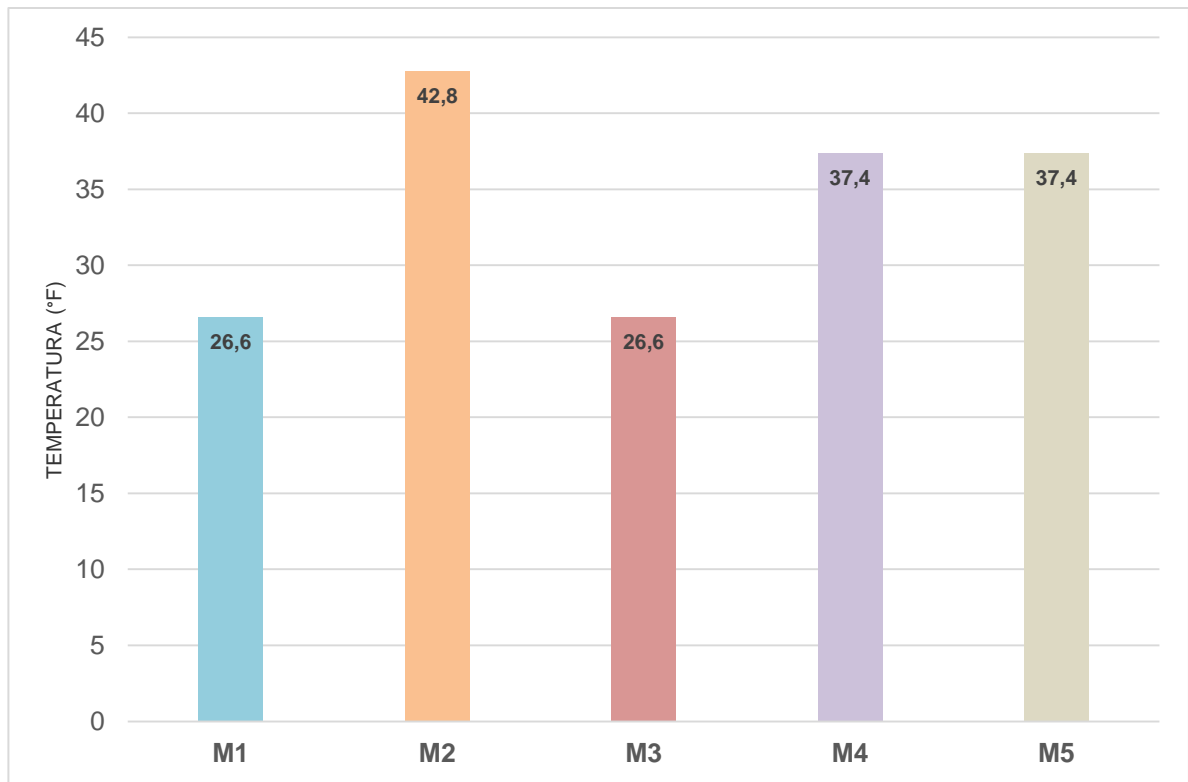
#### **Análisis punto de fluidez col 45**

En la tabla 40 y la figura 41 se muestran los resultados de las pruebas de punto de fluidez realizadas para el pozo col 36.

**Tabla 40. Puntos de fluidez pozo col 45**

Muestra de crudo	Condiciones de aplicación		Punto de fluidez(°F)
	Volumen inyectado (gal)	Tiempo de recirculación (horas)	
Antes de la primera aplicación (M1)	10,7	15	26,6
Después de la primera aplicación (M2)			42,8
Después de 13 días (periodo de espera)			
Antes de la segunda aplicación (M3)	10,7	15	26,6
Después de la segunda aplicación (M4)			37,4
Después de 8 días ( periodo de espera)			
Ultima toma de muestra (M5)	-----	-----	37,4

**Figura 41. Puntos de fluidez pozo col 45.**



Analizando los resultados del punto de fluidez (ver Tabla 43) presentados en la Figura. 41 se puede apreciar un comportamiento similar al del col 36 donde con cada una de las aplicaciones de tratamiento químico y su respectivo tiempo de recirculación se aprecia un incremento en el punto de fluidez, fenómeno ocasionado por la acción de limpieza y remoción del tratamiento químico y su incremento en el porcentaje de ceras una vez implementada la inyección.

#### **- Comportamiento reológico col 45**

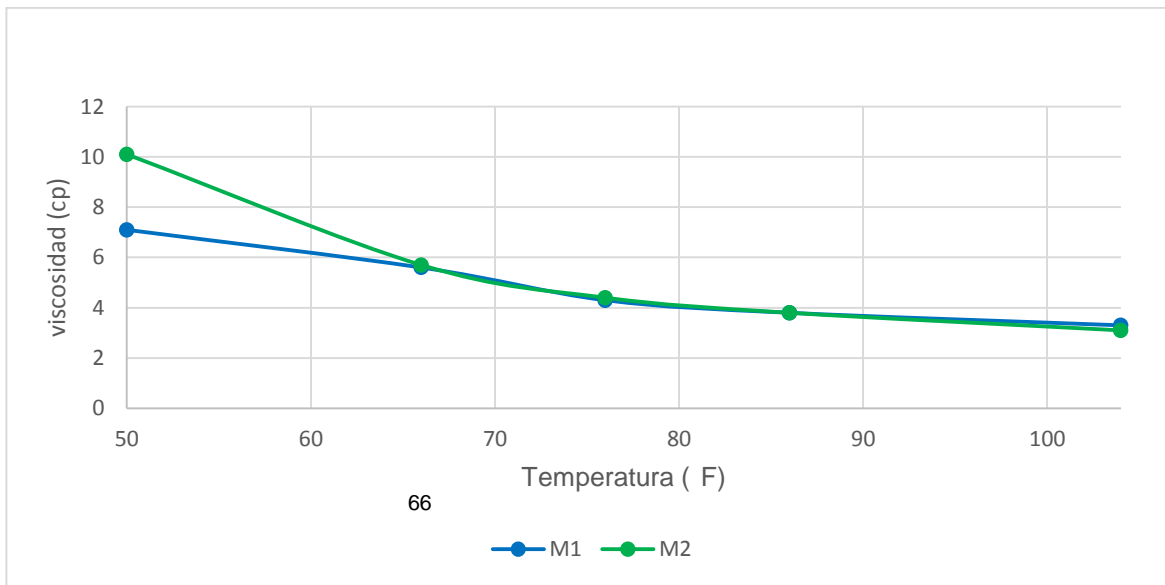
Los resultados de la prueba son mostrados en la tabla 41.

**Tabla 41. Comportamiento reológico pozo colorado 45**

Col 45						
Muestra	Velocidad de deformación (s <sup>-1</sup> )	Viscosidad (cp)				
		50 °F	66 °F	76 °F	86 °F	104 °F
Antes de la primera aplicación (M1)	210	7,8	5,2	4,0	3,1	2,8
	160	7,6	5,1	4,0	3,5	3,1
	90	7,1	5,6	4,3	3,8	3,3
Después de la primera aplicación (M2)	210	11,0	5,5	4,0	3,3	2,8
	160	11,3	5,2	4,1	3,6	3,1
	90	10,1	5,7	4,4	3,8	3,1
Antes de la segunda aplicación (M3)	210	11,1	6,4	4,0	3,1	3,1
	160	11,0	6,4	4,2	3,6	3,5
	90	8,5	5,6	4,3	3,9	3,5
Después de la segunda aplicación (M4)	210	11,4	6,2	4,4	4,3	3,5
	160	11,3	6,3	4,0	3,9	3,5
	90	11,0	6,7	4,7	4,2	3,5
Ultima toma de muestra (M5)	210	11,6	6,3	4,5	4,3	3,5
	160	11,4	6,3	4,2	4,0	3,5
	90	11,1	6,8	4,7	4,2	3,6

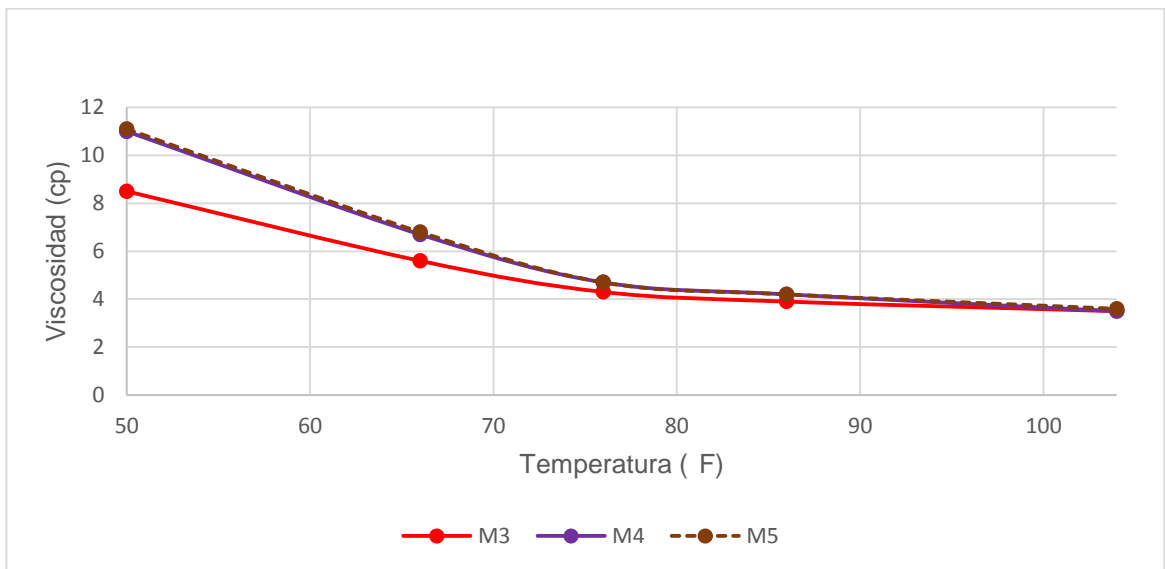
Analizando la Figura. 42 se puede observar que para temperaturas mayores a los 66 °F la viscosidad se comporta de una forma muy similar, pero a temperaturas inferiores varía considerablemente debido a que los cristales de ceras presentes en cada una de las muestras provocan un aumento en la viscosidad, este pozo es más parafínico que el pozo col 36.

**Figura 42. Viscosidad pozo col 45 antes y después de la primera aplicación.**



En la Figura. 43 se observa un comportamiento similar en las viscosidades para temperaturas mayores a los 76 °F pero a temperaturas inferiores la viscosidad para la muestra M4 después de la segunda aplicación aumenta junto con la M5.

**Figura 43. Viscosidad pozo col 45 antes y después de la segunda aplicación.**



Se puede decir que cada vez que el tratamiento químico se inyecta en el pozo la viscosidad del crudo aumenta debido a la limpieza que el mismo hace a las líneas de producción.

**- Gravedad API col45**

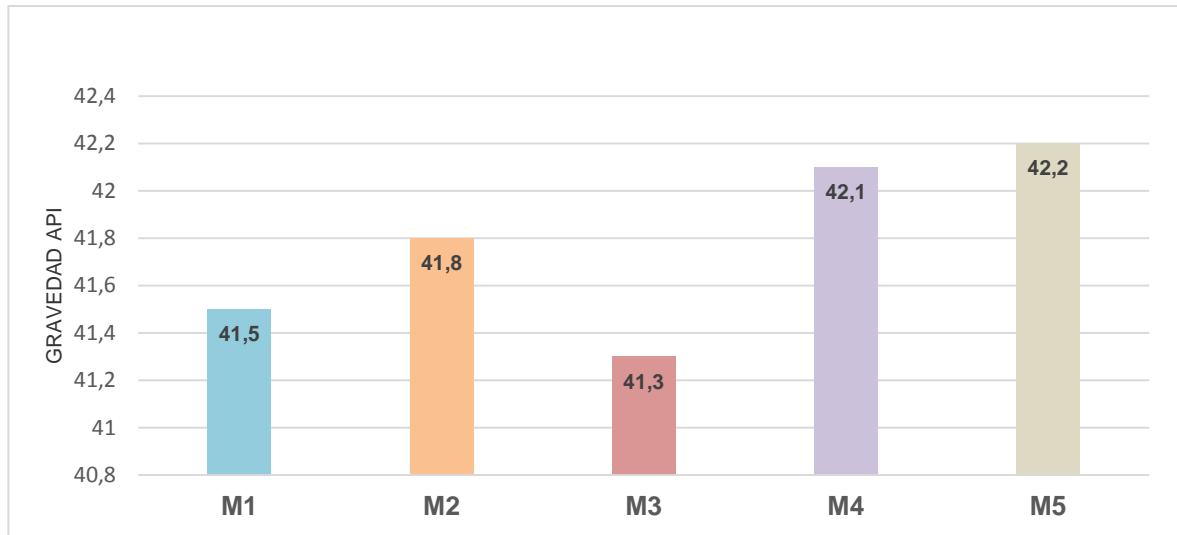
En la tabla 42 se muestran los resultados de la prueba para el pozo col 45.

**Tabla 42. Gravedad °API pozo col 45**

<b>Muestra crudo col 45</b>	<b>Gravedad API</b>
Antes de la primera aplicación	41,5
Después de la primera aplicación	41,8
Después de 13 días	
Antes de la segunda aplicación	41,3
Después de la segunda aplicación	42,1
Después de 10 días	
Antes de la tercera aplicación	42,2

Como se aprecia en la Figura. 44 la gravedad API tiene un comportamiento similar a la presentada en el pozo col 36.

**Figura 44. Gravedad API col 45**



### 3.7.3 Para el pozo col 75.

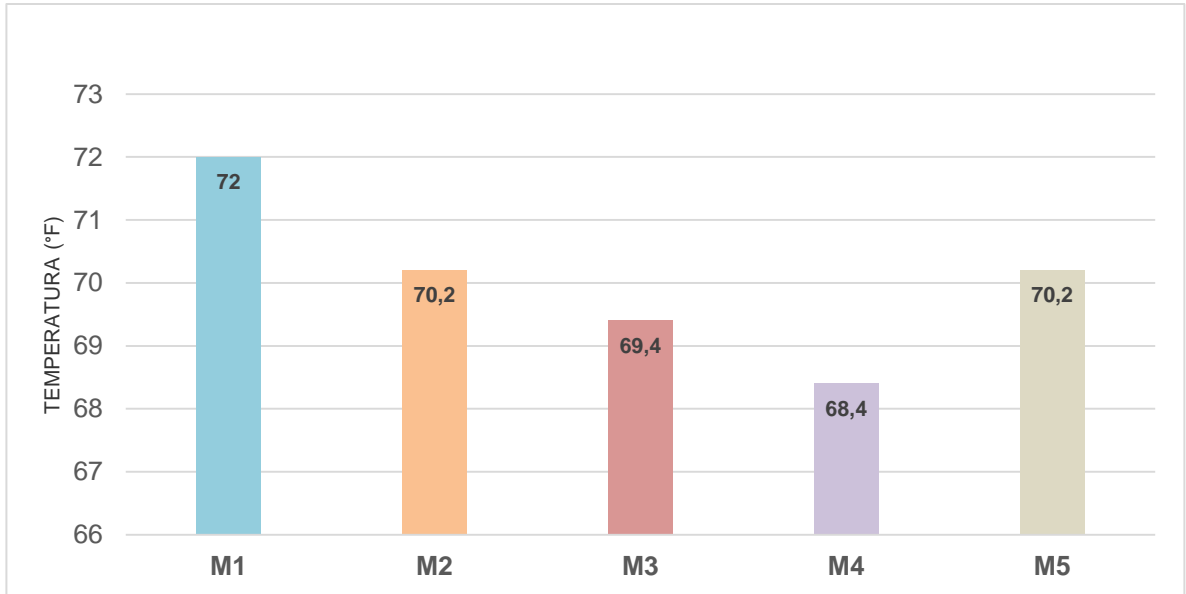
#### - Punto de cristalización pozo col 75

En la tabla 43 se reportan los resultados de la prueba para el pozo col 75.

**Tabla 43. Resultados Punto de cristalización pozo col 75**

Muestra de crudo	Condiciones de aplicación		Punto de cristalización (°F)
	Volumen inyectado (gal)	Tiempo de recirculación (horas)	
Antes de la primera aplicación (M1)	6,5	22,8	72,0
Después de la primera aplicación (M2)			70,2
Después de 13 días (periodo de espera)			
Antes de la segunda aplicación (M3)	6,5	22,8	69,4
Después de la segunda aplicación (M4)			68,4
Después de 8 días ( periodo de espera)			
Ultima toma de muestra (M5)	-----	-----	70,2

**Figura 45. Puntos de cristalización por el método DSC pozo col 75.**



Con los resultados observados en la Figura.45 se puede apreciar una disminución en el punto de cristalización para cada una de las aplicaciones del tratamiento químico.

Partiendo de la primera aplicación (muestras M1 y M2) encontramos una disminución en el punto de cristalización de 2°F, de M2 respecto a M1 lo que representa un 2,8% de disminución. Cabe anotar que en esta aplicación el tratamiento removió y realizó una pequeña limpieza en el pozo por lo que la muestra (muestra M2 luego de haber recirculado tratamiento químico) se saturó de parafina.

También se puede observar que transcurridos 13 días de producción del pozo después de haber efectuado la primera aplicación del tratamiento químico aún continúa haciendo efecto y (muestra M3) el punto de cristalización se ha disminuido 2,6°F con relación a la muestra inicial (muestra M1) lo que representa una disminución del 3,6%. (El tiempo de lleva el tratamiento químico actuando en

el pozo es de 14 Días que representan el periodo de 13 días de producción del pozo y las horas de recirculación de este)

Para la segunda aplicación del tratamiento químico (muestras M4) se aprecia el efecto más marcado en el punto de cristalización para el pozo col 75 puesto que el pozo ya se ha venido limpiando por la acción del tratamiento y logra mejores resultados en el punto de cristalización en esta ocasión disminuye en 3,6°F lo que me representa una disminución del 5%, resultado que se encuentra bastante representativo. La muestra M5 presenta similar comportamiento al pozo col 36.

Con los resultados mostrados anteriormente se puede decir que el tratamiento químico tiene un efecto positivo en la disminución del punto de cristalización para el pozo colorado 75.

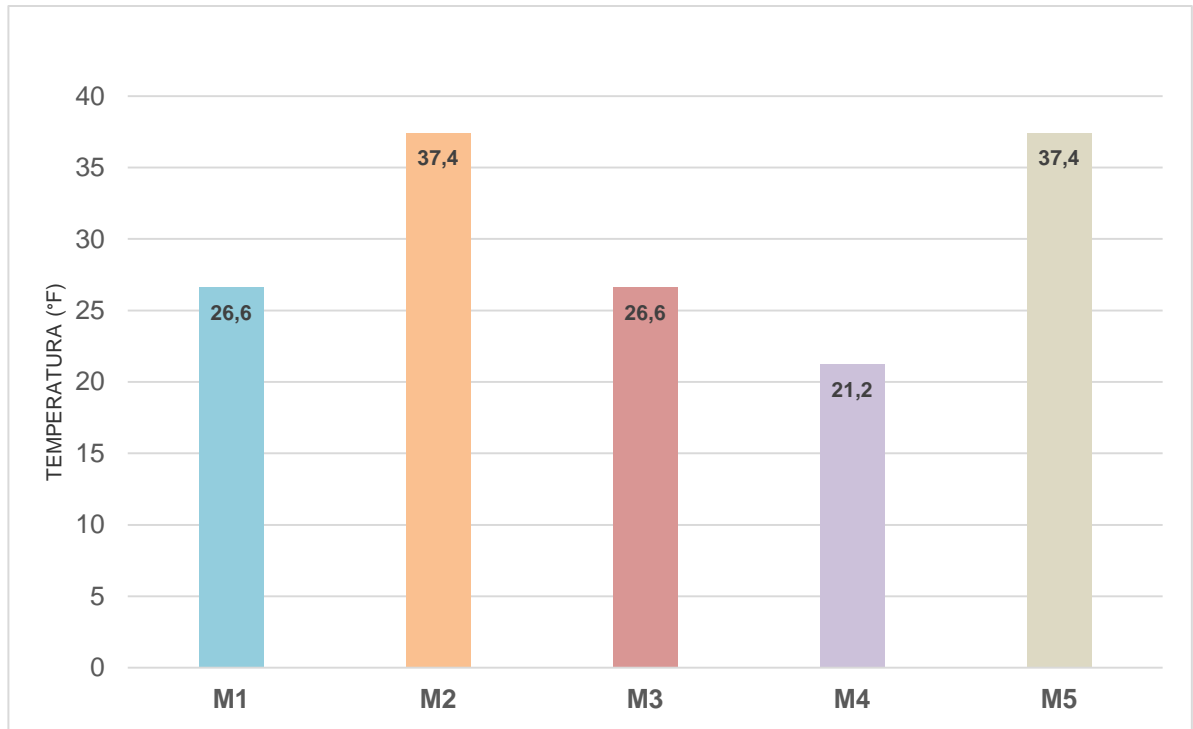
#### - Análisis punto de fluidez pozo col 75

En la tabla 44 se reportan los resultados de la prueba para este pozo.

**Tabla 44. Punto de fluidez pozo col 75**

Muestra de crudo	Condiciones de aplicación		Punto de fluidez(°F)
	Volumen inyectado (gal)	Tiempo de recirculación (horas)	
Antes de la primera aplicación (M1)	6,5	22,8	26,6
Después de la primera aplicación (M2)			37,4
Después de 13 días (periodo de espera)			
Antes de la segunda aplicación (M3)	6,5	22,8	26,6
Después de la segunda aplicación (M4)			21,2
Después de 8 días ( periodo de espera)			
Ultima toma de muestra (M5)	-----	-----	37,4

**Figura 46. Puntos de fluidez pozo col 75.**



Analizando los resultados del punto de fluidez (ver Tabla.47) presentados en la Figura. 46 se puede apreciar un comportamiento similar al pozo col 36 donde con cada una de las aplicaciones de tratamiento químico y su respectivo tiempo de recirculación se aprecia un incremento en el punto de fluidez, fenómeno ocasionado por la acción de limpieza y remoción del tratamiento químico y su incremento en el porcentaje de ceras una vez implementada la inyección.

**- Análisis comportamiento reológico pozo Col 75**

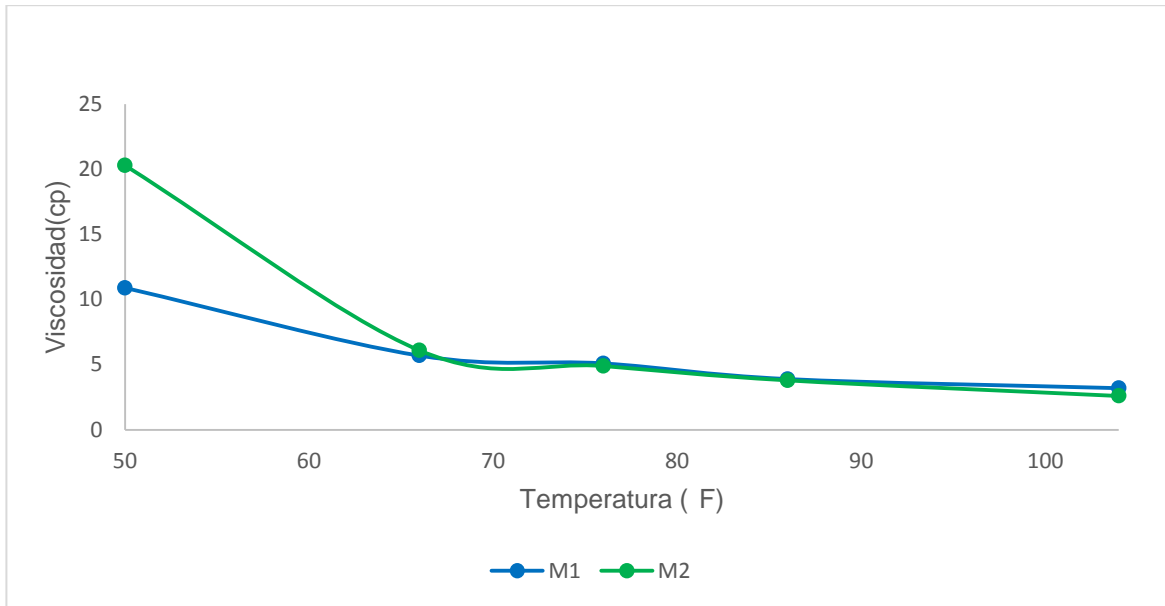
En la tabla 45 se reportan los resultados de la prueba para este pozo.

**Tabla 45. Comportamiento reológico pozo col 75**

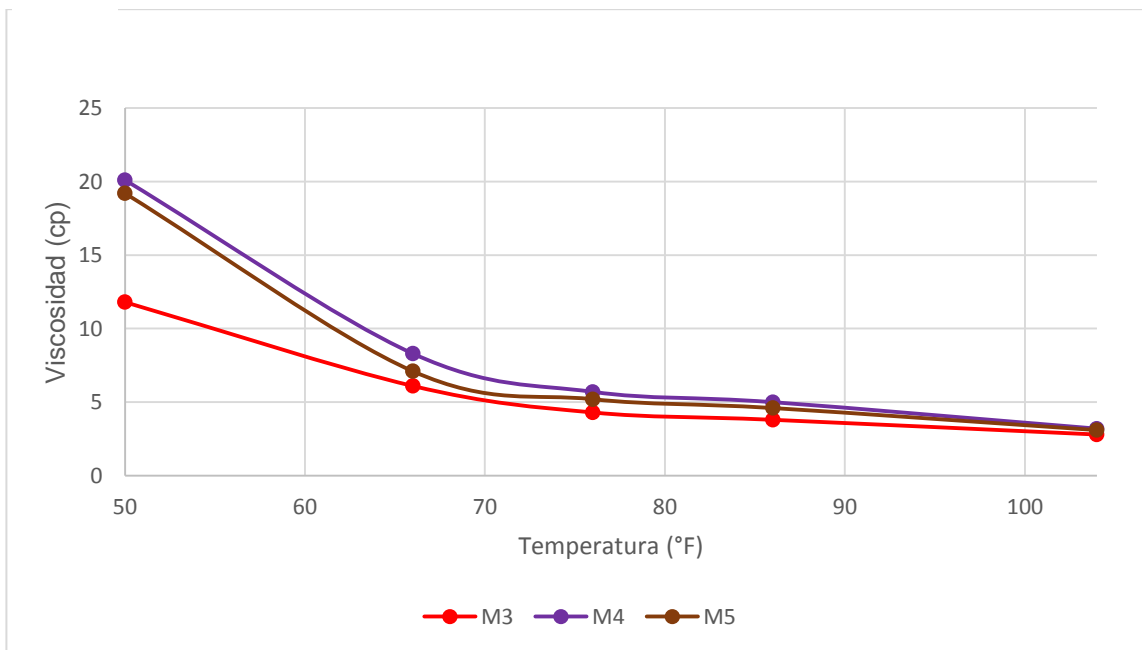
Col 75						
Muestra	Velocidad de deformación (s <sup>-1</sup> )	Viscosidad (cp)				
		50 °F	66 °F	76 °F	86 °F	104 °F
Antes de la primera aplicación (M1)	210	10,7	6,1	5,1	3,8	3,2
	160	10,5	5,4	4,9	3,8	3,4
	90	10,9	5,7	5,1	3,9	3,2
Después de la primera aplicación (M2)	210	18,0	7,3	5,0	4,0	2,9
	160	18,9	6,2	5,0	4,2	2,8
	90	20,3	6,1	4,9	3,8	2,6
Antes de la segunda aplicación (M3)	210	12,2	6,5	4,6	4,0	3,0
	160	12,0	6,0	4,7	4,1	3,1
	90	11,8	6,1	4,3	3,8	2,8
Después de la segunda aplicación (M4)	210	18,2	8,3	5,1	4,5	3,3
	160	19,5	7,5	5,8	5,0	3,2
	90	20,1	8,3	5,7	5,0	3,2
Ultima toma de muestra (M5)	210	18,6	6,8	6,2	4,4	3,0
	160	18,5	6,5	5,8	5,3	3,0
	90	19,2	7,1	5,2	4,6	3,1

En la Figura. 47 se puede observar que para temperaturas superiores a 66 °F la viscosidad cambia muy poco entre las muestras M1 y M2, pero a temperaturas inferiores varía considerablemente debido a la diferencia de ceras presentes en cada una de las muestras, la muestra M2 contiene más ceras efecto que obedece a la acción de remoción y limpieza que hace el tratamiento químico después de la primera aplicación.

**Figura 47. Viscosidad pozo col 75 antes y después de la primera aplicación a 90 s-1.**



**Figura 48. Viscosidad pozo col 75 antes y después de la segunda aplicación.**



La Figura. 48 se puede observar un comportamiento similar en la viscosidad de las muestras del pozo col 75 respecto a los pozos col 36 y col 45.

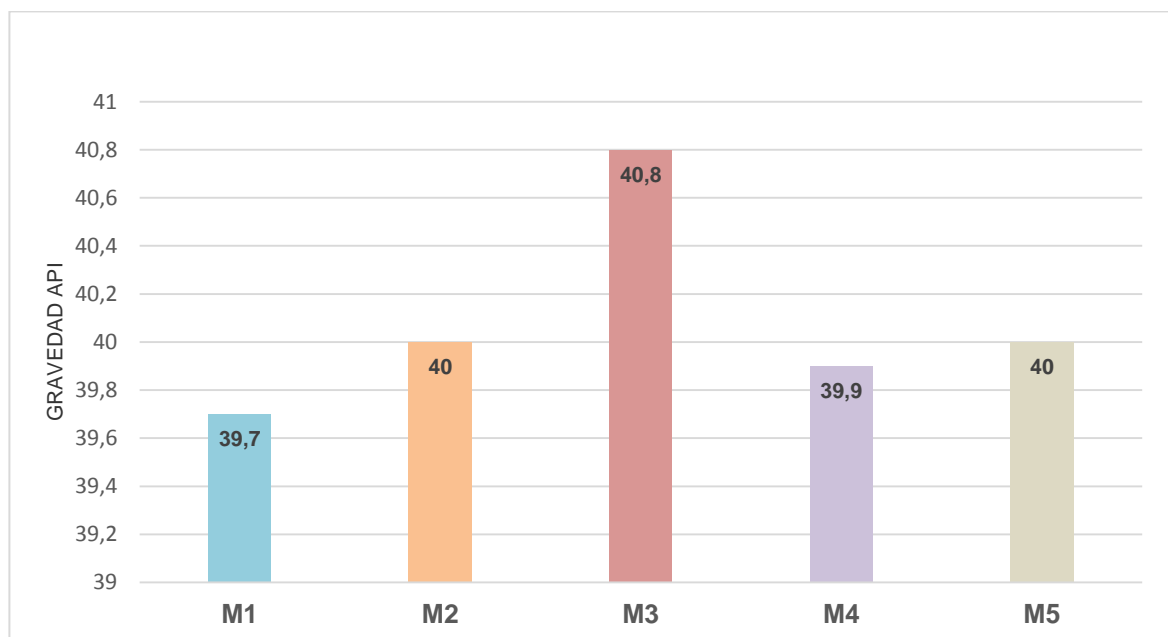
**- Gravedad API col 75**

En la tabla 46 se reportan los resultados de la prueba para el pozo col 75.

**Tabla 46. Gravedad °API pozo col 75**

Muestra crudo col 75	Gravedad API
Antes de la primera aplicación (M1)	39,7
Después de la primera aplicación (M2)	40,0
Después de 14 días	
Antes de la segunda aplicación (M3)	40,8
Después de la segunda aplicación (M4)	39,9
Después de 10 días	
Antes de la tercera aplicación (M5)	40,0

**Figura 49. Gravedad API col 75**

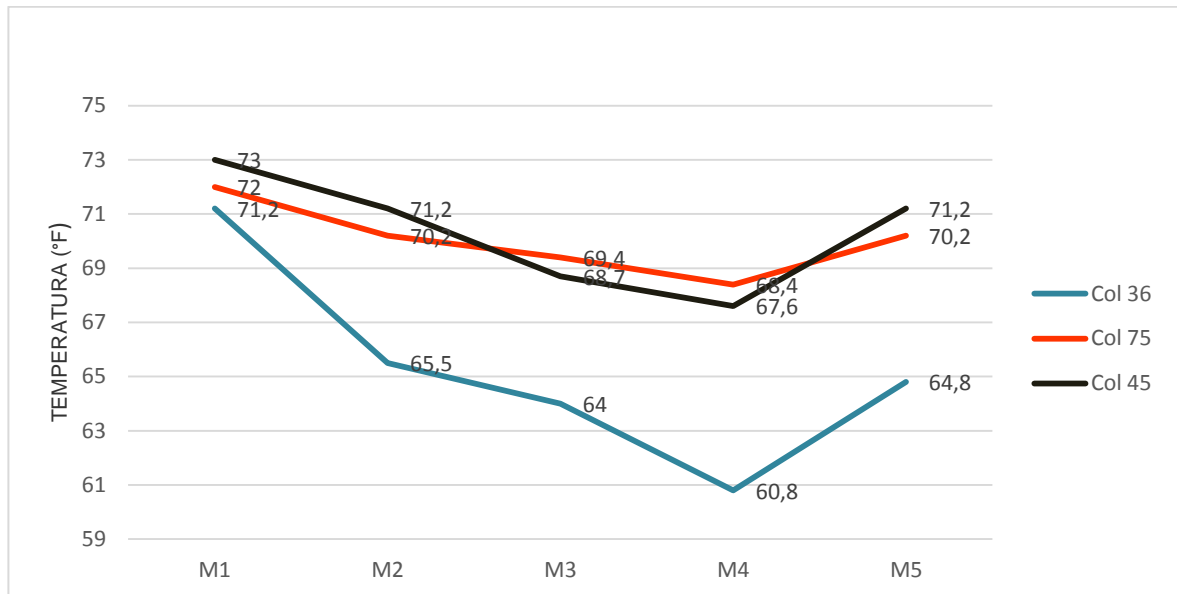


En la figura 49 se muestra el comportamiento de la gravedad API para el pozo col 75 el cual es similar a los otros dos pozos tratados.

### 3.8 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL TRATAMIENTO QUÍMICO

**3.8.1 Punto de cristalización.** La figura 50 muestra el comportamiento del punto de cristalización para los tres pozos mientras se estuvo aplicando el tratamiento químico.

**Figura 50. Punto de cristalización para los 3 pozos.**



Analizando la Figura. 50 se puede apreciar que el comportamiento del tratamiento químico para los tres pozos tiene tendencia a disminuir notoriamente el punto de cristalización, desde la primera aplicación (M2) mejorando los resultados con un periodo de tiempo de 13 días (M3) y obteniendo los mejores resultados para la segunda aplicación (M4) demostrando así que si se garantiza la inyección continua o periódica cada 13 días se obtienen buenos resultados en la prevención de precipitación de parafinas.

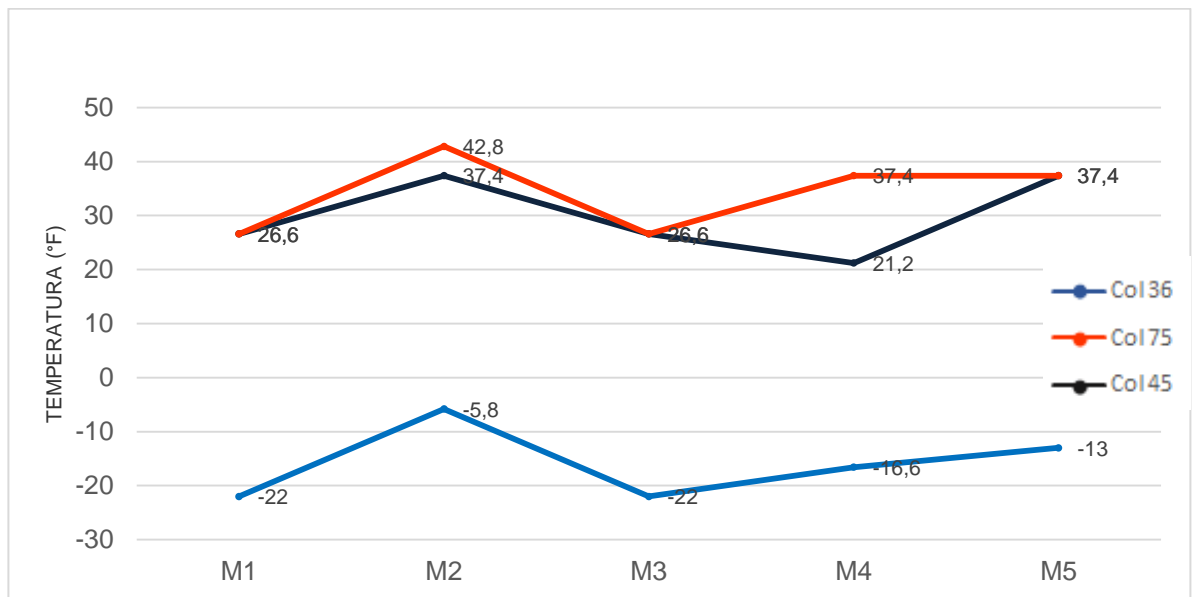
Por otra se puede apreciar que el estado estático de los pozos en el periodo de 8 días (M5) favorece un ambiente de precipitación de parafinas y ocasiona que el punto de cristalización aumente .

También se puede inferir que el tratamiento químico causa un mayor efecto en el crudo de la arena B (col 36) que es menos parafínico y de menor profundidad. En el col 45 de la arena C tiene menor efecto del tratamiento.

Lo anterior se debe posiblemente a que la formulación del tratamiento químico se diseñó para un crudo de la arena B.

**3.8.2 punto de fluidez.** La figura 51 muestra la tendencia del punto de fluidez para los tres pozos.

**Figura 51. Tendencia del punto de fluidez para los 3 pozos.**



Según se observa en la Figura. 51 se puede apreciar que para la primera aplicación M2 hay un efecto de remoción y limpieza y se refleja en el incremento del punto de fluidez.

También transcurrido un periodo de producción de los pozos de 13 días M3 el valor del punto de fluidez se estabiliza y retorna al valor inicial reportado M1.

Para la segunda aplicación M4 los pozos col 36 y col 45 registran un incremento no tan significativo como el de M2 pero aumenta el punto de fluidez lo cual indica que el tratamiento está haciendo limpieza en el pozo; este efecto no precede al col 75 quien por el contrario registra una disminución del punto de fluidez.

Para el periodo de 8 días se reporta un incremento en el punto de cristalización para los pozos col 36 y col 45 ocasionado por el cierre de los pozos mientras que el col 45 permanece constante.

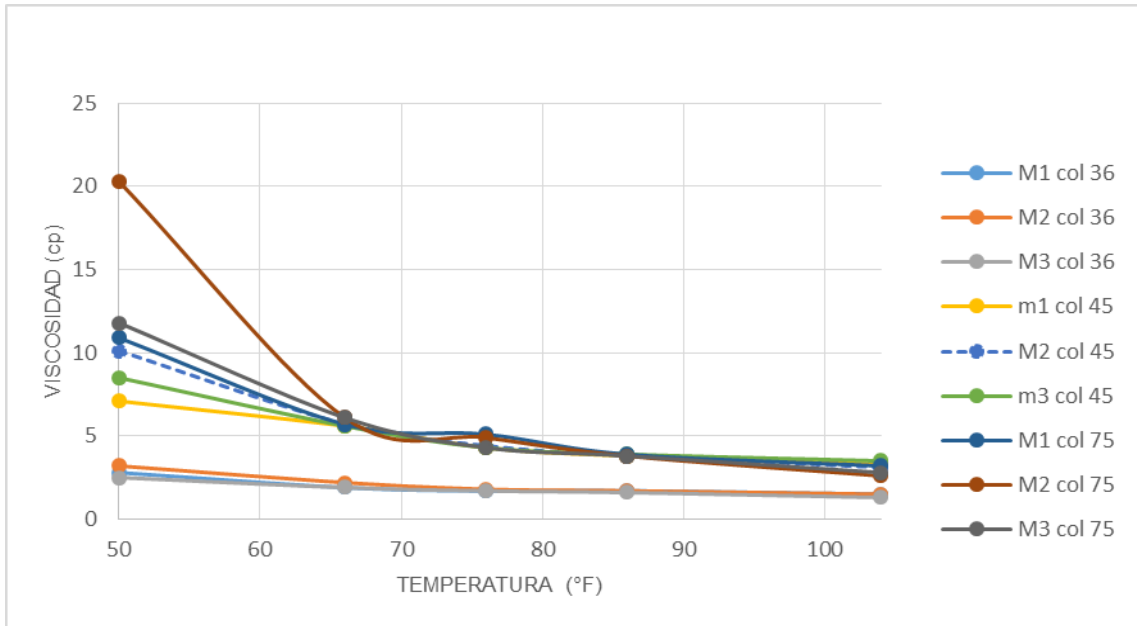
Cabe resaltar que el tratamiento químico realiza una remoción y limpieza de los depósitos de parafina lo cual se refleja en incrementos del punto de fluidez, así como periodos de cierre generan el mismo comportamiento.

**3.8.3 viscosidad.** La figura 52 muestra la tendencia de viscosidad para los tres pozos a temperaturas entre 104° y 50°F.

Se tomaron los datos de viscosidad de las muestras M1, M2, M3 de cada pozo para realizar el análisis.

Figura 56 Tendencia de viscosidad para los 3 pozos

**Figura 52. Tendencia de la viscosidad para los 3 pozos.**



Según se observa en la figura 52 la viscosidad de los pozos col 45 y 75 es más alta que la del pozo col 36. La viscosidad de las muestras a temperaturas entre yacimiento (104°F) y 70°F tienen pequeña variación antes y después de la aplicación del tratamiento químico. A temperaturas inferiores a 70 °F la viscosidad de las muestras (M2) aumenta por la incorporación de parafina dentro del crudo removida de las paredes de la tubería debido al tratamiento químico. Después de 13 días la viscosidad disminuye (muestras M3).

#### 4. ANÁLISIS FINANCIERO

Con el fin de evaluar la viabilidad económica de la aplicación del tratamiento químico se detallan a continuación los costos que implica implementar el tratamiento y se compara con el costo anual de los trabajos de workover empleados por cada pozo en el campo.

En la Tabla 47 se muestra el costo de cada galón de tratamiento, se ilustra el costo por galón de cada producto químico así como el porcentaje en volumen de todos los productos.

**Tabla 47. Costo de cada galón de componente químico**

Producto químico	Costo por galón (dólares)	% en volumen	Costo total (dólares)
Solvente	8,2	86	7,05
Surfactante	45,0	2	0,90
Solvente mutual	35,2	8	2,82
Dispersante	19,8	4	0,79
Valor total de cada galón de tratamiento químico			11,56

Según la Tabla 48 El valor total de cada galón de tratamiento es 11,56 dólares.

En la Tabla 48 se muestra el volumen a inyectar de tratamiento químico y el costo de cada aplicación.

**Tabla 48. Volumen inyectado a cada pozo en cada aplicación y costo.**

Pozo	Volumen inyectado (galones)	Costo tratamiento químico (dólares)
Col 36	7,9	91,33
Col 45	10,7	123,7
Col 75	6,5	75,14
TOTAL	25,1	290,2

Se inyectan 25,1 galones en cada aplicación para los tres pozos, entonces cada aplicación del tratamiento cuesta 290,2 dólares.

Se debe tener en cuenta la mano de obra para llevar a cabo la mezcla, cuantas veces se aplicara en un año y las pérdidas de producción por el cierre del pozo. A continuación se detallan los valores correspondientes:

- El día de trabajo del operario se estima en un valor de 30 USD, por lo tanto durante un año se estima que se gaste en pago al operario un total de 840 USD.
- Como el tratamiento químico se aplicara cada 13 días entonces en año se aplicara 28 veces. Tendrá un costo anual de 8126 dólares.

En la tabla 49 se muestra la producción diaria cada pozo.

**Tabla 49. Producción diaria de cada pozo.**

pozo	producción diaria (barriles)	Tiempo de recirculación (horas)
Col 36	14	19,6
Col 45	12	13,5
Col 75	10	22,8

Se tomó como referencia el pozo col 36, su producción es de 14 barriles diarios y considerando una ganancia neta por cada barril en 50 dólares (valor promedio

desde enero hasta abril del año 2013, después de costos de levantamiento y regalías. Información dada por el campo colorado). El pozo col-36 tiene un tiempo de recirculación de 19,6 horas, en un año el pozo debe estar cerrado alrededor de 550 horas lo cual ocasiona pérdidas de producción de 16016 dólares. En la Tabla 50 se muestra el costo anual de implementar el tratamiento químico.

**Tabla 50. Costo anual del tratamiento químico**

concepto	Cada aplicación (dólares)	Costo anual (dólares)
Químico	290,2	8126
Costo operativo	30	840
Perdidas por cierre del pozo	572	16016
Costo anual del tratamiento químico		24982

En el campo colorado se hacen trabajos de limpieza de las líneas de producción de cada pozo como mínimo una vez al año. Estos trabajos de limpieza tienen un costo anual promedio de 50000 dólares (cambio de la bomba, varilleo y equipo de workover). El pozo debe permanecer cerrado por tres días mientras se hacen los trabajos de workover.

**Tabla 51. Costo total anual trabajos de limpieza pozo col 36**

concepto	Costo anual (dólares)
Trabajos de limpieza	50000
Perdidas por cierre	2100
Costo total anual de un trabajo de workover	52100

Como se observa en las tablas 50 y 51, el tratamiento químico tiene una inversión anual menor cercana al 52% respecto a los trabajos de limpieza en las líneas de producción, lo cual hace económicamente más atractivo implementar la aplicación del tratamiento químico.

El valor de la inversión para la implementación del tratamiento químico no supera el valor de un trabajo de workover para un solo pozos lo cual representa una buena opción y primordialmente es mejor prevenir el problema que solucionarlo.

#### 4.1. TRATAMIENTO QUÍMICO RECOMENDADO

El volumen de tratamiento químico a implementar con base en la ecuación 2.

$$\text{Volumen (galones)} = 0,000151 \times (D_{ic})^2 \times h. \quad (\text{Ecuación 2}).$$

Donde:

V (galones): volumen de tratamiento químico a aplicar, en galones.

$D_{ic}$ : diámetro interno del casing, en pulgadas.

h: altura de la columna de fluido del pozo, en ft.

Se recomienda inyectar el tratamiento químico cada 13 días siguiendo el protocolo de preparación, inyección y tratamiento. Ver anexo A.

## CONCLUSIONES

1. El tratamiento químico fue efectivo en los tres pozos logrando la mayor disminución en el punto de cristalización del 14,6% en pozo col 36, de 7,4 % en el col 45 y de 5% en el col 75.
2. El punto de fluidez se incrementó después de cada aplicación del tratamiento químico, lo cual evidencia una remoción de parafina y una vez va perdiendo el efecto del tratamiento esta propiedad disminuye.
3. La viscosidad a temperaturas inferiores a 70 °F se incrementa al aplicar el tratamiento químico debido al efecto de remoción de los depósitos parafínicos y disminuye cuando pasa el efecto del tratamiento.
4. Los mejores resultados se ven reflejados en el pozo col 36 de la arena B que evidencian menor problema de parafinas; en el pozo col 45 de la arena C se obtienen buenos resultados, y en el pozo que produce de ambas arenas B,C en este caso col 75 presenta resultados intermedios .
5. El tratamiento químico es compatible con los fluidos producidos.
6. El incremento de salinidad en el campo colorado es causado por la puesta en producción de pozos de alta salinidad y alto corte de agua, entre los que se encuentran col 11, col 21, col 52.
7. El estado estático de los pozos favorece la precipitación de parafinas lo cual se refleja principalmente en el incremento del punto de fluidez y la viscosidad.
8. La inyección de tratamiento químico cada 13 días durante un periodo de un año es más económico que la implementación de un trabajo de workover en el

mismo tiempo (menor en un 52%); además es mejor prevenir el problema de precipitación de parafinas.

## RECOMENDACIONES

- Implementar el tratamiento químico en otros pozos del campo cumpliendo los protocolos de inyección, realizando control y seguimiento mediante pruebas de laboratorio a fin de hacer los ajustes que permitan la mayor efectividad. Principalmente productores de la arena B y que tengan muy bajo corte de agua.
- Se recomienda realizar un análisis detallado del comportamiento de la salinidad del campo para evitar imprevistos en tratamiento y cumplimiento de los estándares.
- Se debe realizar una revisión del estado de las bombas y válvulas de subsuelo a fin de optimizar la producción y permitir hacer una mejor aplicación y valoración del efecto del tratamiento químico.
- Se recomienda hacer el ajuste en los porcentajes de formulación de un tratamiento químico para crudos de la arena c a fin de obtener mejores resultados.
- Se recomienda realizar el estudio y viabilidad económica frente a un tratamiento por capilar pero utilizando el mismo tratamiento químico y reevaluando los volúmenes a inyectar.

## BIBLIOGRAFIA

- ARIZA LEON, Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría. Bucaramanga 2008.
- By T.J Straub, Amoco Productions Co, S.W Autry, U of Tulsa, And G.E. King. An Investigation into practical of down hole paraffin by Thermal Methods and Chemical solvents. SPE-18889
- BARKER Kenneth M, NEWBERRY Michael E. and JOHNSON J.Kelly. Baker Hughes / Baker Petrolite. Production Stimulation by Removal of Paraffin and Asphaltene Deposition.
- CANDELO A., Andrés F., y CARVAJAL C., Benjamín M., Estudio Comparativo de los Métodos de Control de Parafinas para Aplicación en el Campo Colorado. Bucaramanga. 2010
- CORREA JAIMES, Fabio R. Desarrollo de una Metodología para interpretar pruebas de Presión Tomadas con Herramientas Convencionales Aplicación Campo Colorado, Tesis de Grado. Bucaramanga 2008.
- CRISTANCHO VELASCO, Diana y HOYOS ROMAN, Jorge. Procedimientos Metodológicos para la Caracterización de Fluidos de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado, Tesis de Grado. Bucaramanga 2008.
- ESTUDIOS Y SERVICIOS PETROLEROS. Tratamiento de Crudos, Necesidades, Recursos Y últimos Avances. Nota técnica N° 36
- G.G. Mc.claflin and D.L.Whitfill. Control of Paraffin Deposition in Production Operations. SPE 12204
- GARCÍA GALVÁN, Federico. Evaluación de un Modelo Termodinámico de Precipitación de Parafinas para Predecir Problemas de Aseguramiento de Flujo.2008

- GREÑO CANO, Isabel. Fraccionamiento de crudos por enfriamiento. Móstoles. 2009
- MARIFISI VALLADARES, Shirley. Estabilidad de Emulsiones Relacionada con el Proceso de Deshidratación de Crudos. Mérida. Marzo, 2005
- MASSON, J-F; POLOMARK, G.M. Melting and glass transitions in paraffinic and naphthenic oils. Institute for research in construction, national research council of Canada, Ottawa, Ontario, Canada, KIA OR6.
- MARTINEZ GALINDO, Rosa I y AMAYA BOHORQUEZ, Miguel I. Aplicación de un Tratamiento Químico para el Control de Parafina en la Tubería de Producción en el Crudo del Campo Escuela Colorado. Tesis de Grado. Bucaramanga 2010.
- MCKINNEY, T. B. The Use of Solvents to Control Paraffin in Rod-Pump Wells and Flow-Lines. Dowell Incorporated. Midland.
- OCHO LARA, Ismael y ARTEAGA LOPEZ, Sergio. Evaluación de un Tratamiento Químico para el Control de Parafina en el Crudo del Campo Colorado. Tesis de Grado. Bucaramanga 2009.
- Review of Paraffin Control and Removal in Oil Wells Using Southwestern Petroleum Short Course Searchable Database- noman Shahreyar, b.s.ch.e. Thesis in Petroleum Engineering.
- RESTREPO G., Karin L., y Garza S., Carlos H., Daño a la Formación por Precipitación de Parafinas. Estado del Arte. Bucaramanga.2006
- SNEDEKER, K. D. Paraffin Control And Removal In Hydraulically Pumped Wells. Kobe. Incorporated. Brownfield. Texas

# **ANEXOS**

## ANEXO A. PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LA INYECCION DEL TRATAMIENTO QUÍMICO

### 1. CALCULOS

#### 1.1 Componentes del tratamiento químico

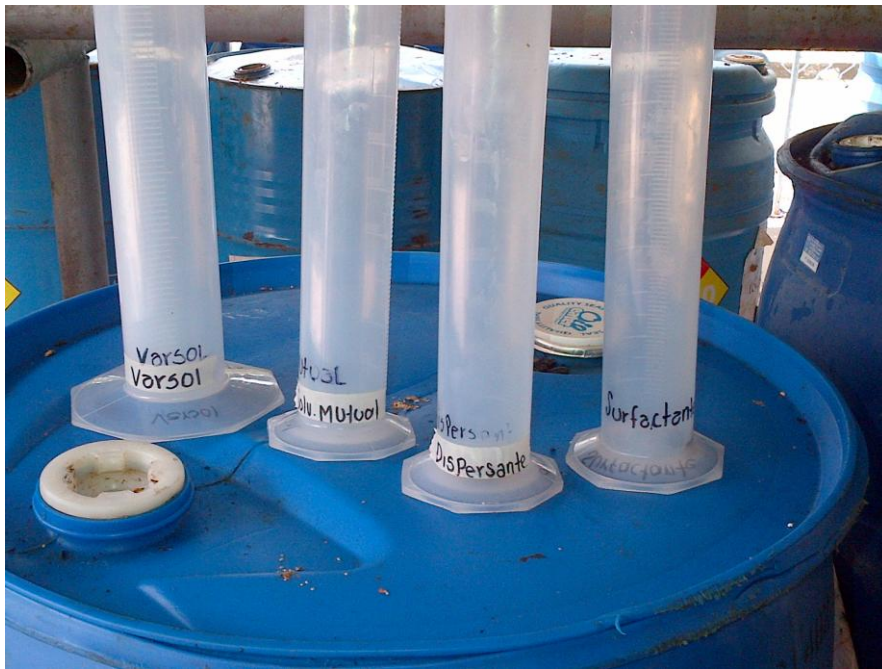
<b>Dispersante</b>	
•huterfloc 50	4%
<b>Surfactante</b>	
•pet 55	2%
<b>Solvente</b>	
•varsol	86%
<b>Solvente mutual</b>	
•pet 200	8%

El procedimiento de preparación del tratamiento químico conformado por cuatro productos que se recomienda es el siguiente:

- Medir la mitad del volumen de Varsol a inyectar.
- Medir y adicionar el volumen de PET-200.
- Medir y adicionar el volumen de Huterfloc-50.
- Medir y adicionar el volumen de PET-55.
- Medir y adicionar el volumen de Varsol restante y agitar.

En la medición utilizar probetas o recipientes aforados. (Ver figura 1A)

Figura 1A. Recipientes utilizados para medir los volúmenes



### **1.2 Pozos candidatos para la aplicación del tratamiento químico**

Se recomienda aplicar a pozos con bajo corte de agua y preferiblemente productores de la arena B.

A continuación se calculan las variables necesarias en la operación.

### **1.3 Volumen de tratamiento químico a inyectar**

Usar un volumen de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$V \text{ (galones)} = 0,000151 \times (D_{ic})^2 \times H. \quad \text{(Ecuación 1).}$$

Dónde:

V (galones): volumen de tratamiento químico a aplicar, en galones.

$D_{ic}$ : diámetro interno del casing, en pulgadas.

H: altura de la columna de fluido del pozo, en ft. Este nivel fue calculado de los registros sonolog, que el campo escuela colorado realizo entre el año 2011 y

mediados del 2012, se tomó el máximo de los niveles que arrojaron los sonolog utilizando el software TWM.

Por otra parte se recomienda calcular un volumen de pérdidas correspondientes a las paredes del anular con el fin de crear una película de tratamiento que recubra el anular con un espesor de 0,8 milímetros.

Ver plantilla Excel (volumen de químico a inyectar)

Ejemplo:

En la tabla 1A se reportan los datos necesarios para hallar el volumen a inyectar al pozo.

Se tomó como referencia el pozo col 36.

**Tabla 1A. Volumen a inyectar en el pozo colorado 36**

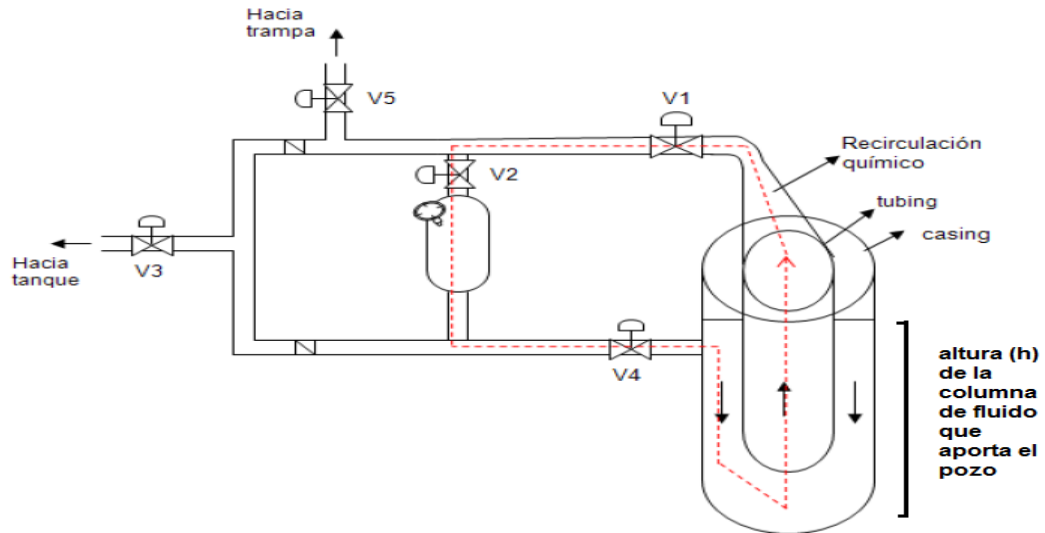
col 36			
d (in)	5,92		
h (ft)	1169		
volumen pérdidas paredes(galones)			1,7
volumen alto a inyectar (galones)			6,2
volumen total (galones)			7,9

h es el nivel de fluido que presenta el pozo antes de la inyección tomado del registro sonolog.

#### **1.4 Tiempo de recirculación**

El recorrido que debe realizar el químico es desde el anular hasta 1000ft por encima de las perforaciones (Ver figura 2A). Se debe tener en cuenta la eficiencia y longitud de la bomba y los estroques a los que trabaja la unidad. (Ver plantilla en Excel tiempo de recirculación).

**Figura 2A. Recorrido que hace el tratamiento químico**



**Para el pozo col 36.**

En la tabla 2A se muestran las variables necesarias para calcular la capacidad de producción de la bomba.

**Tabla 2A. Cap. de producción de la bomba en el pozo col 36**

COLORADO 36							
CALCULO DE CAPACIDAD DE LA BOMBA							
Diámetro de la bomba	D (pulg)	1,25	}	datos obtenidos del estado mecanico del pozo			
Longitud de la bomba	L (pies)	14					
	bb/stroke	0,0024385	}	dato leído en campo o en dinagrama			
Estroques por minuto	spm	13					
	Q BB/min	0,0316999					
	Q BB/día	45,64787					
Eficiencia	ef bomba	0,3	}	dato leído en dinagrama del pozo			
caudal día	<b>Q ver BB/día</b>	<b>13,7</b>					

Para calcular el tiempo de recirculación se debe tener en cuenta:

- Nivel de fluido y estado de la unidad de bombeo (Toma de registros sonolog y dinagrama)
- Estado mecánico de los pozos

**Tabla 3A. Tiempo de recirculación**

colorado 36				
	Dinterno tubing (in) :	2,347	v tubing (bbl) :	5,35
	Dexterno tubing (in) :	2,875		
	altura tubing h (ft):	1000	v anular (bbl) :	5,85
valores a introducir				
	Di casing (in):	5,92	v total ( bbl):	11,20
	Dext casing (in):	6,625		
	nivel en anular (ft):	225	caudal BB/día	13,69
	Tiempo recirculación en horas para un ciclo apartir del nivel			19,6
nivel del anular :	valor leído en el registro sonolog			
caudal BB/día	ver hoja 2			

## 2. PROTOCOLO DE OPERACIÓN PARA LA INYECCION DEL TRATAMIENTO QUÍMICO

1. Tomar sonolog y dinagrama para calcular nivel de fluido, eficiencia de la bomba, recorrido.
2. Medir la presión en cabeza de pozo (tubing y anular).
3. Dependiendo del nivel, ajustar SPM de la bomba para bajarlo a un mínimo (podría ser 50 pies por encima de las últimas perforaciones). Esto con el fin de poder llevar el tratamiento lo más cerca a fondo de pozo.
4. Verificar último nivel con sonolog (después del ajuste de las SPM).
5. Apagar la unidad de bombeo (detener el flujo).
6. Descargar el pozo (tubing y anular).
7. Cerrar la línea de producción (línea del tubing).

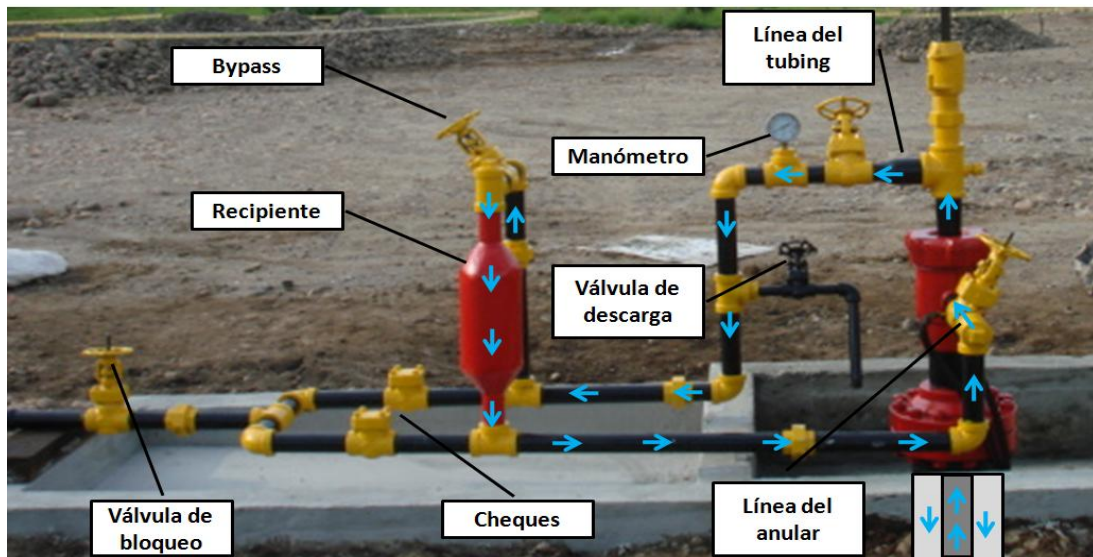
8. Cerrar la línea del anular (en caso de estar abierta).
9. Cerrar la válvula de bloqueo (línea hacia la estación).
10. Despresurizar el anular retirando tapón (en caso de que la línea del anular este cerrada) y luego cerrar la válvula nuevamente.
11. Descargar la presión de las facilidades (abrir la válvula de la trampa).
12. Cerrar la válvula de descarga.
13. Retirar el tapón del anular. Ver figura 3A
13. Conectar bomba de fluido en el tapón del anular. Ver figura 4A y 5A
14. Bombear tratamiento químico por el anular con la bomba de fluido.
15. Retirar bomba de fluido.
16. Abrir la válvula bypass al lado del recipiente.
17. Abrir simultáneamente las líneas del tubing y del anular.
18. Encender la unidad de bombeo.
19. Dejar el pozo en recirculación durante el tiempo estipulado.
20. Medir presión en cabeza (lectura del manómetro).
21. Hacer seguimiento a la presión para observar cambios en el comportamiento. (No dejar que la presión alcance los 400 psi, ya que puede dañar los empaques).
22. Cerrar la válvula bypass y la línea del anular.
23. Abrir lentamente la válvula de bloqueo (línea hacia la estación).
24. Dejar el pozo en producción normal (con los SPM iniciales).

25. Después de 13 días de producción normal, ajustar el SPM con el cual se logró el mínimo nivel previo a la primera inyección (dejando durante el tiempo necesario determinado para el pozo) y continuar con el mismo procedimiento (desde 5 hasta 24).

**Nota 1: tener en cuenta las normas de seguridad en toda la operación.**

**Nota 2: establecer un programa para cada pozo de toma de muestras antes y después del tratamiento químico y realizar pruebas de laboratorio a fin de evaluar los resultados. Llevar un registro de datos.**

**Figura 3A. Sistema de recirculación de los pozos en superficie**



**Figura 4A. Bomba de fluido conectada**



**Figura 5A. Tapón del anular**



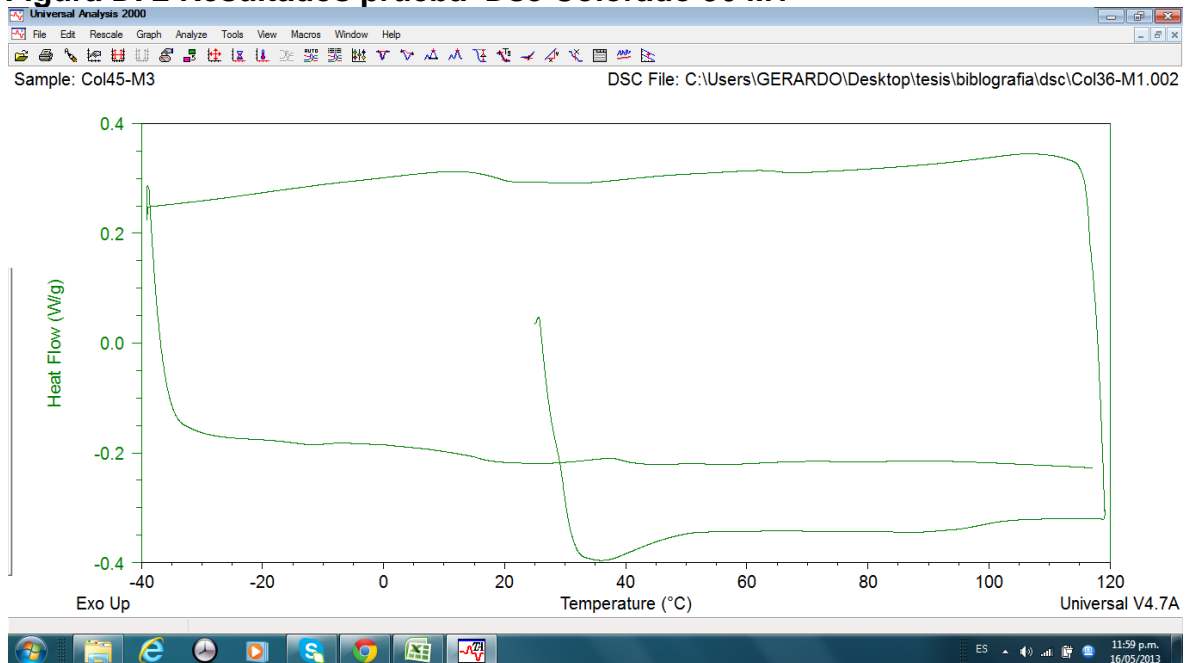
## ANEXO B. RESULTADOS PRUEBAS DEL DSC

Las pruebas del Dsc se realizaron en el centro integrado de laboratorios y reología de ingeniería química.

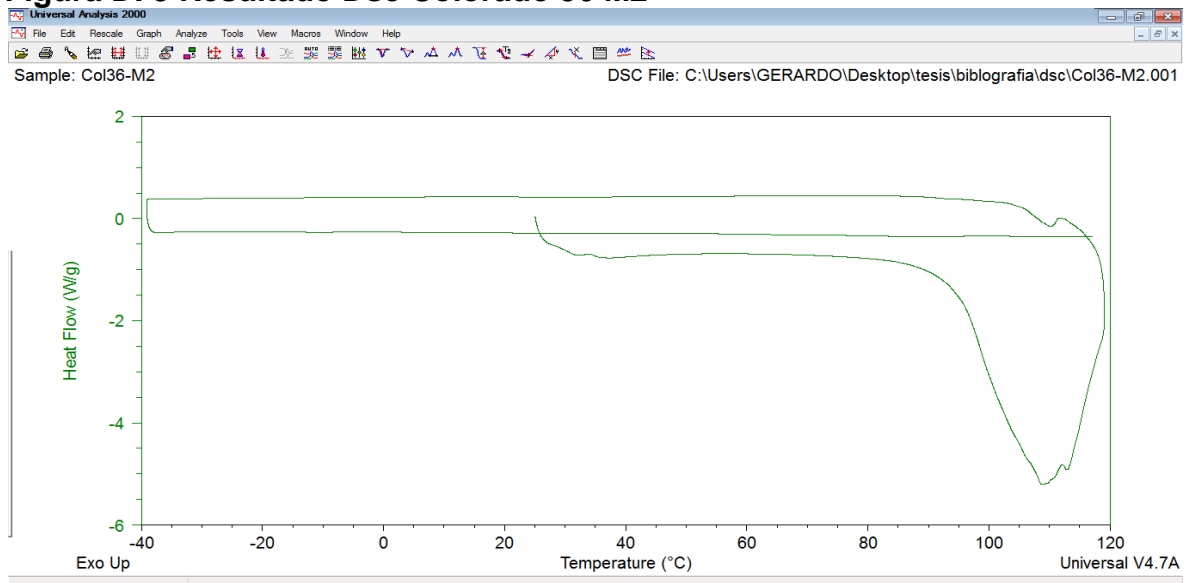
**Figura D. 1 Equipo de medición del Dsc**



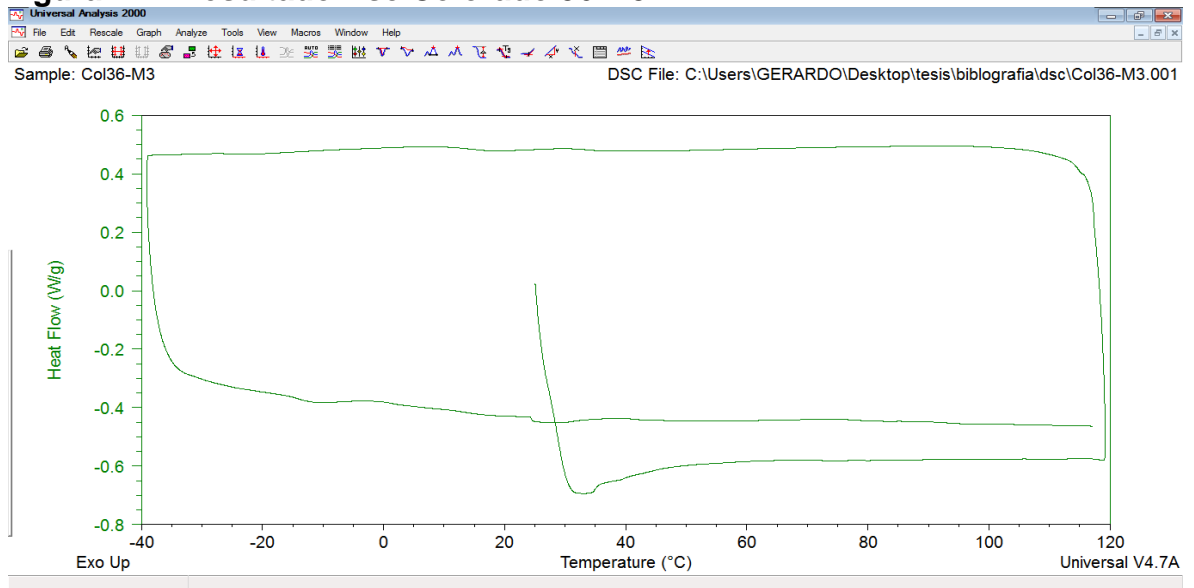
**Figura D. 2 Resultados prueba Dsc Colorado 36 M1**



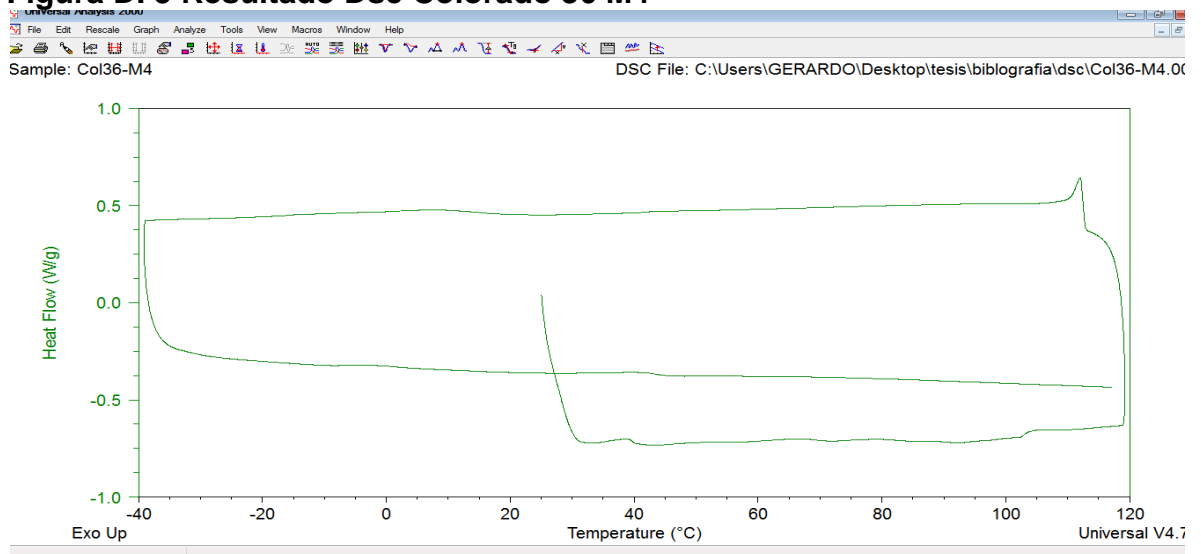
**Figura D. 3 Resultado Dsc Colorado 36 M2**



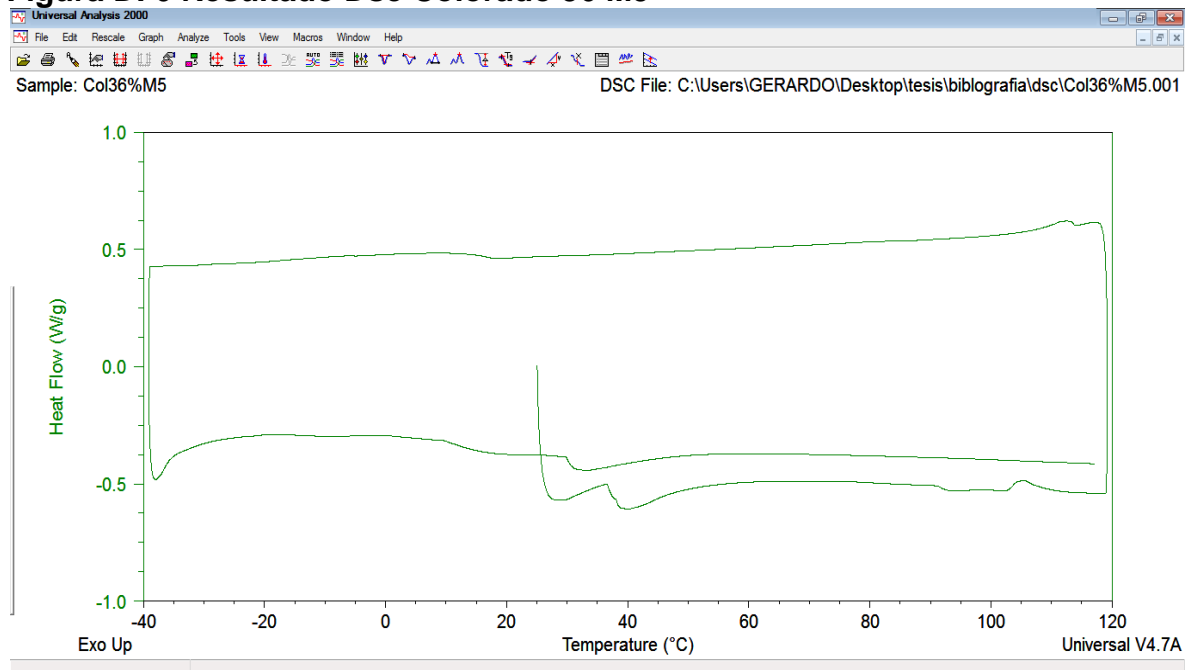
**Figura D. 4 Resultado Dsc Colorado 36 M3**



**Figura D. 5 Resultado Dsc Colorado 36 M4**

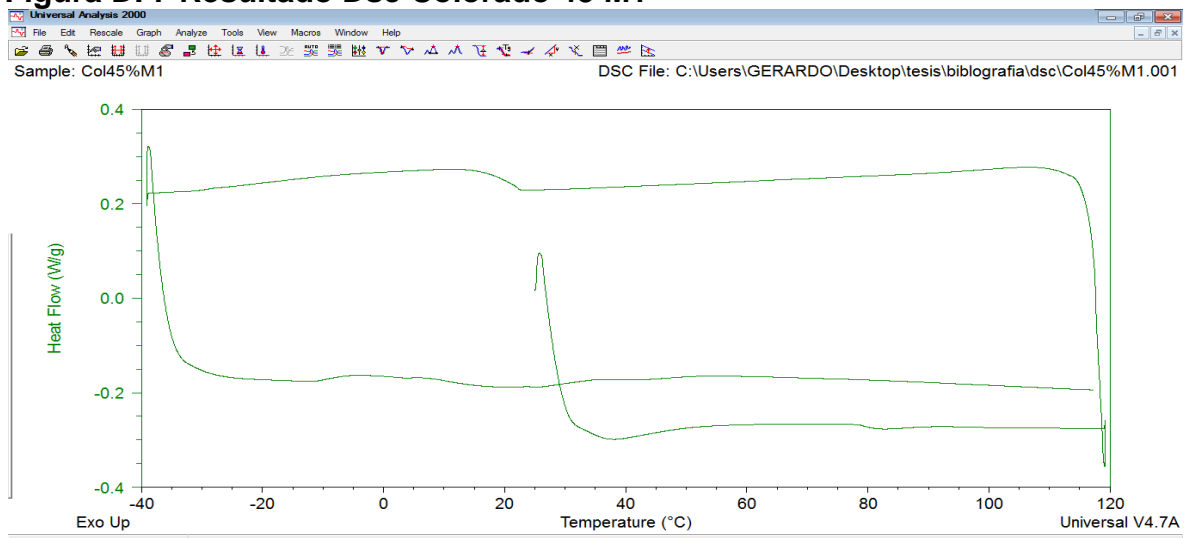


**Figura D. 6 Resultado Dsc Colorado 36 M5**

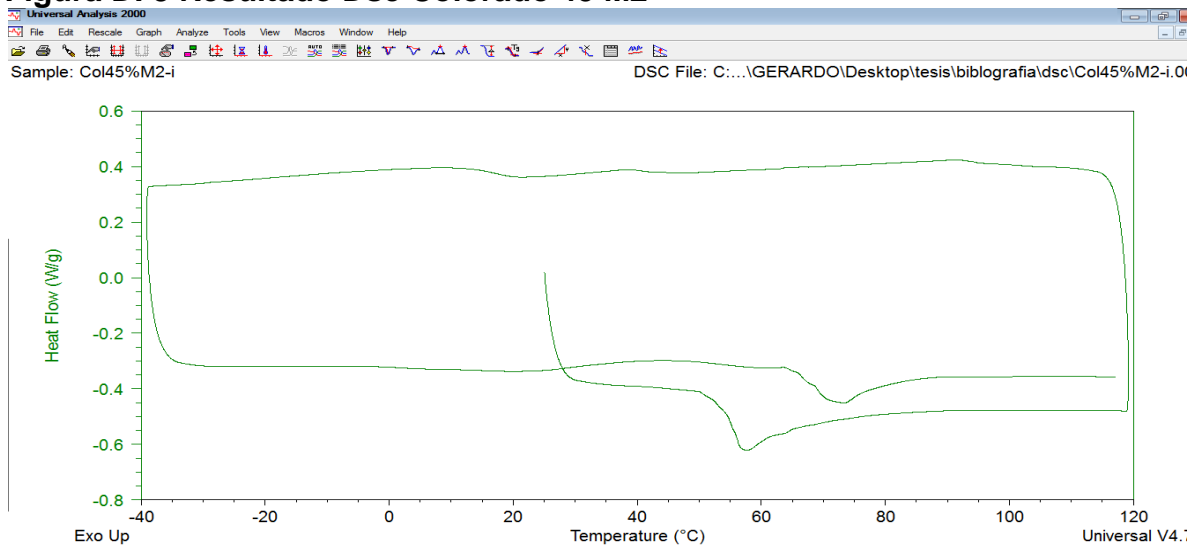


## Pozo colorado 45

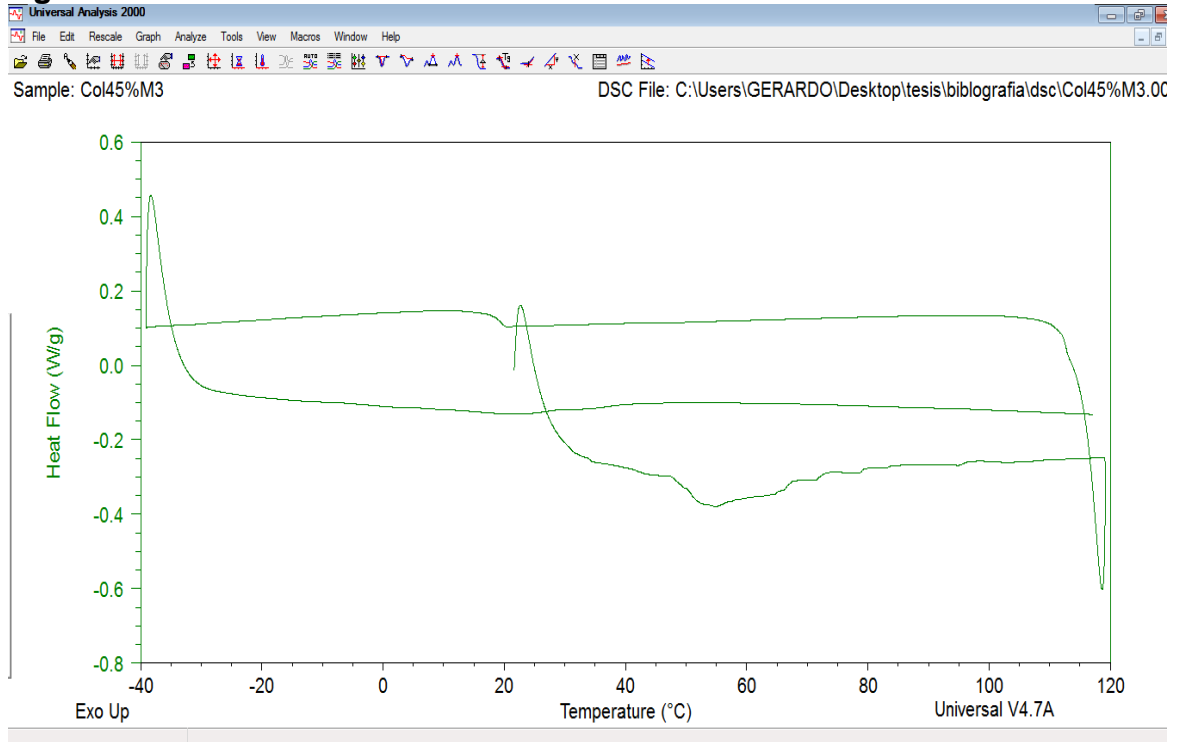
### Figura D. 7 Resultado Dsc Colorado 45 M1



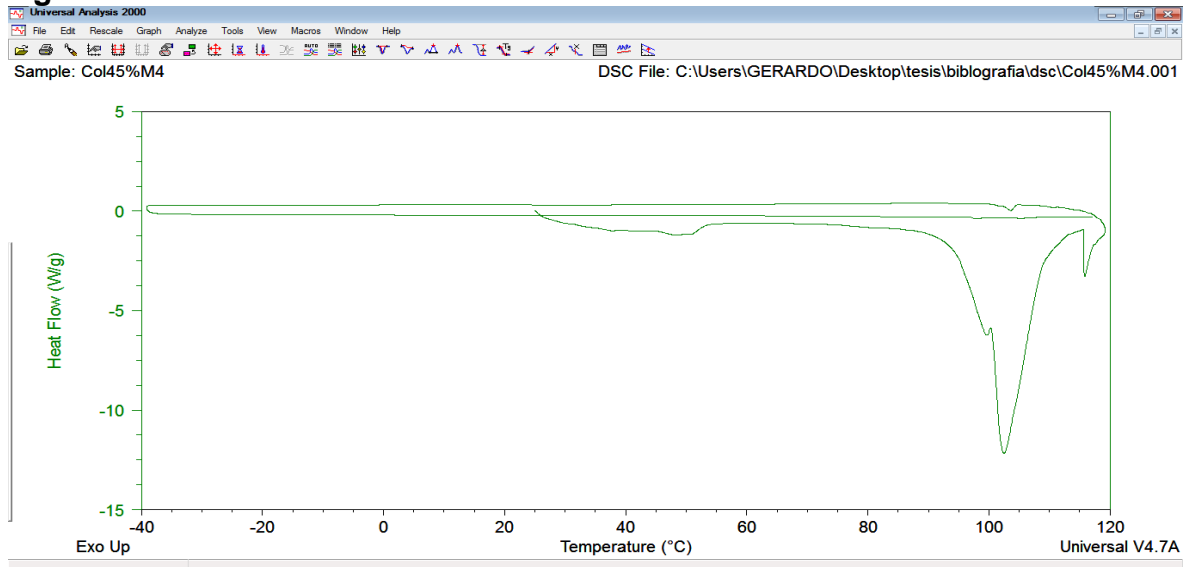
### Figura D. 8 Resultado Dsc Colorado 45 M2



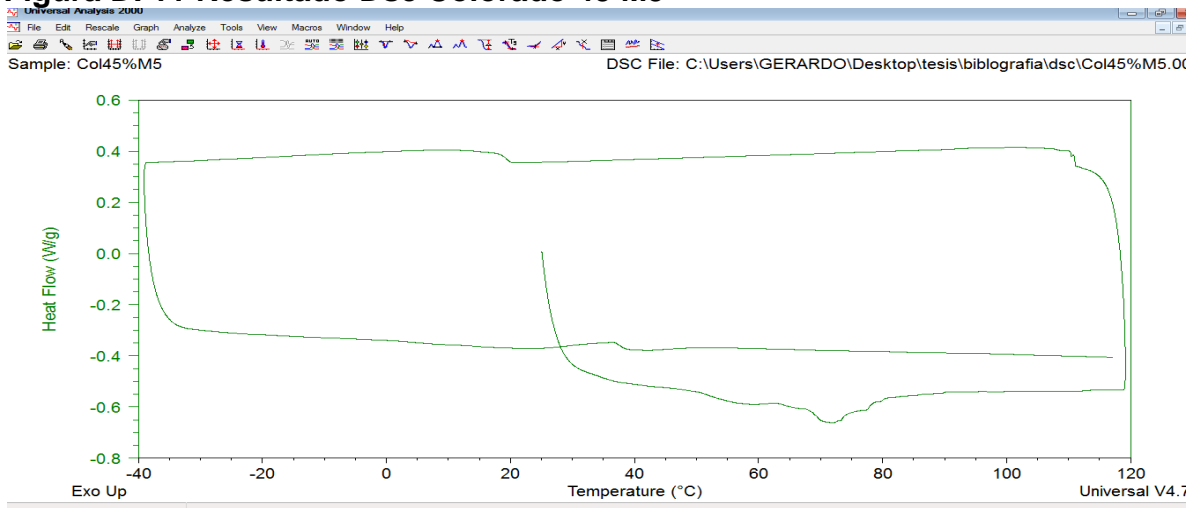
**Figura D. 9 Resultado Dsc Colorado 45 M3**



**Figura D. 10 Resultados Dsc Colorado 45 M4**

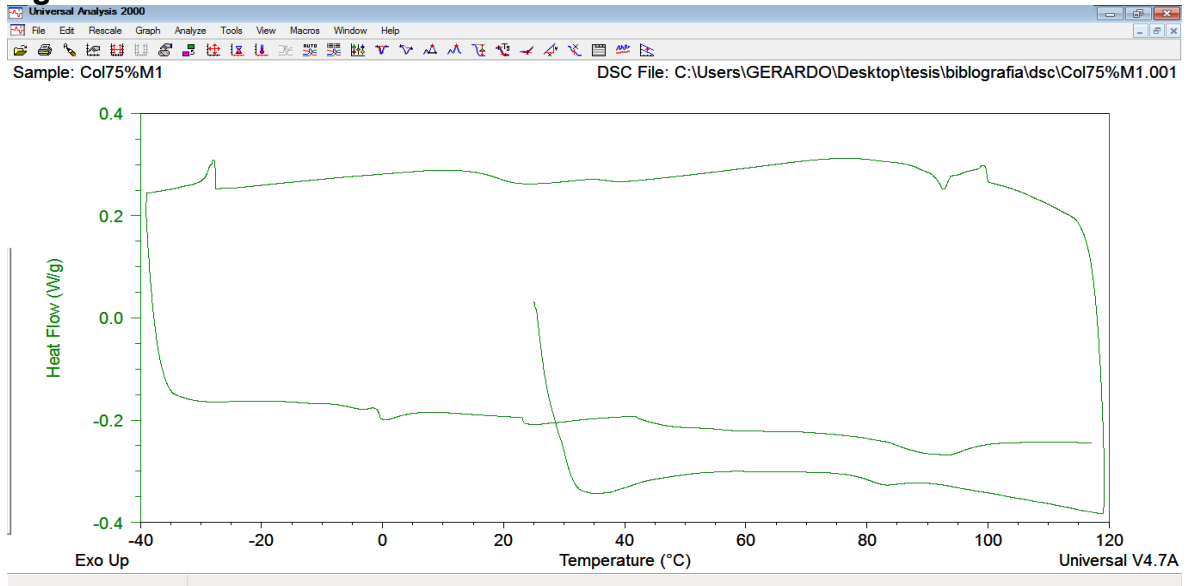


**Figura D. 11 Resultado Dsc Colorado 45 M5**

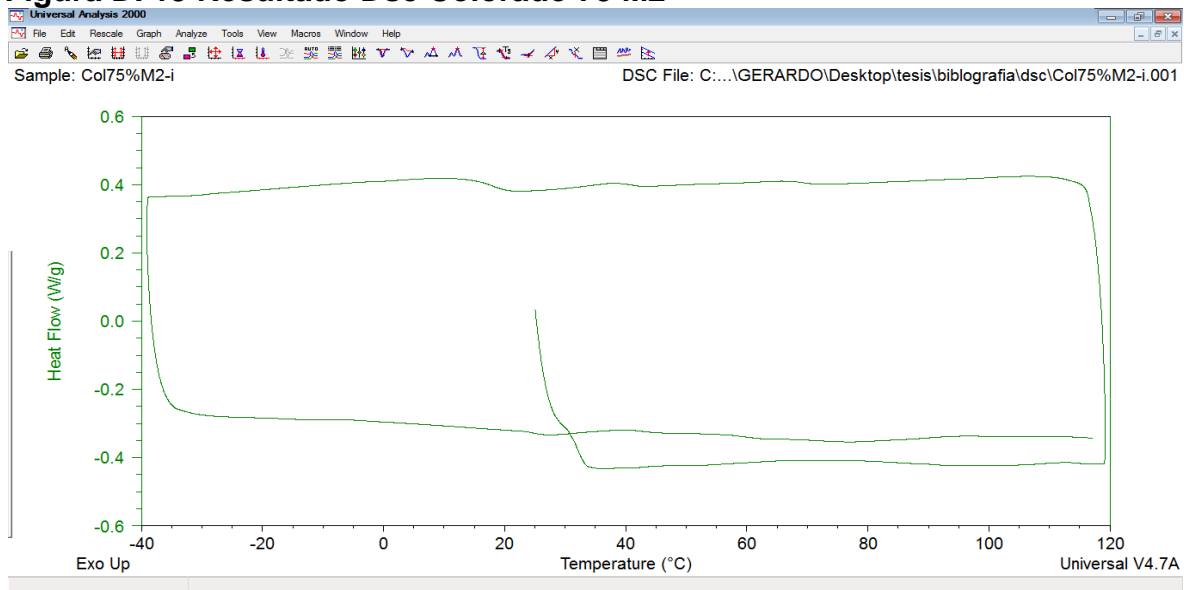


**Pozo colorado 75**

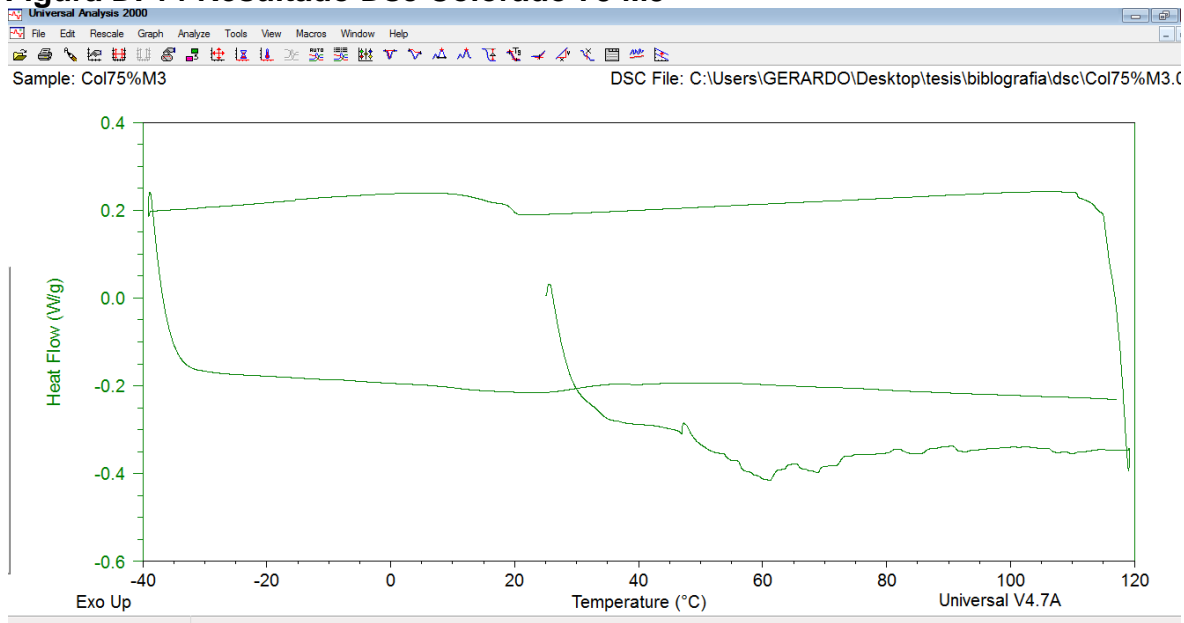
**Figura D. 12 Resultado Dsc Colorado 75 M1**



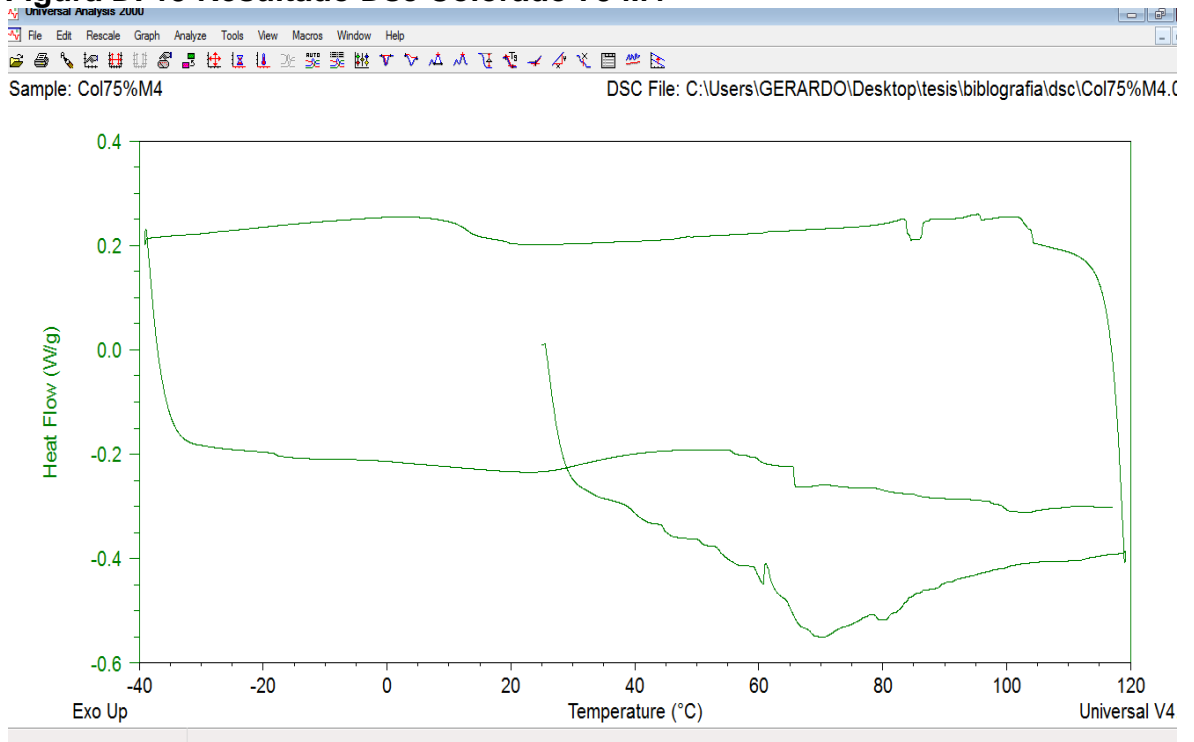
**Figura D. 13 Resultado Dsc Colorado 75 M2**



**Figura D. 14 Resultado Dsc Colorado 75 M3**



**Figura D. 15 Resultado Dsc Colorado 75 M4**



**Figura D. 16 Resultado Dsc Colorado 75 M5**

