

**CARACTERIZACIÓN DE DEPOSITOS ORGANICOS MEDIANTE UN ANALISIS
ESTADISTICO EN UN CAMPO COLOMBIANO.
APLICACIÓN AL CAMPO COLORADO**

EDINSON ANTONIO HERNÁNDEZ MANRIQUE

SERGIO ANDRES GARCIA ARIAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

**CARACTERIZACIÓN DE DEPOSITOS ORGANICOS MEDIANTE UN ANALISIS
ESTADISTICO EN UN CAMPO COLOMBIANO.
APLICACIÓN AL CAMPO COLORADO**

**EDINSON ANTONIO HERNÁNDEZ MANRIQUE
SERGIO ANDRES GARCIA ARIAS**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de: Ingeniero
de Petróleos**

Director

LUIS FELIPE CARRILLO. M. Sc.

Codirector

Fernando Enrique Calvete González. M. Sc.

Codirector

Hernando Buendía Lombana. M. Sc.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

A DIOS y a la VIRGEN DEL CARMEN, por darme la salud y la oportunidad de cumplir con este sueño, además de escucharme en las situaciones más complicadas de mi vida.

A mis Padres, ya que son el motor de mi vida, gracias a ellos es que estoy donde estoy.

A mis hermanos, ellos me colaboran día a día, me dan buenos consejos y siempre han estado a mi lado en los momentos difíciles.

A mis sobrinas María Natalia y Laura Daniela, las amo por ser la felicidad en nuestra familia.

A mi tío Evílson Hernández, gracias tío por todo su apoyo y colaboración.

A Elizabeth, gracias nena por estar siempre dispuesta a escucharme en los momentos tan difíciles que pasé.

A mi abuelo Marcelino Hernández, gracias abuelito por haber existido en mi vida, te lo dedico con todo mi amor y mi corazón, siempre estarás en mi mente, se que desde el cielo me cuidas y deseas lo mejor para mí y mi familia.

EDINSON ANTONIO HERNANDEZ MANRIQUE.

A Dios, Mi Familia y Mis Amigos

SERGIO ANDRES GARCIA ARIAS

AGRADECIMIENTOS

A Dios por permitirnos cumplir con nuestros propósitos y disfrutar de las metas conseguidas en compañía de nuestros seres queridos.

A la Universidad Industrial de Santander por permitir formarnos como mejores personas y ayudar a enriquecer nuestros conocimientos.

A la escuela ingeniería de petróleos por su formación como excelentes profesionales gracias a la ayuda de los docentes que la integran.

Al Campo Escuela Colorado que nos abrió sus puertas y permitió realizar este trabajo de investigación. Al Doctor CARLOS JULIO MONSALE, la ingeniera LAURA AMAYA RUEDA, los profesionales del Campo y los auxiliares del Campo.

Al ingeniero LUIS FELIPE CARRILLO M.Sc por transmitirnos su conocimiento gracias su experiencia adquirida en la industria petrolera y sus estudios de post grado, por su buena dirección y su gran sentido de pertenencia hacia este trabajo de grado, por enseñarnos el sentido de la responsabilidad y cumplimiento.

Al ingeniero FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ M.Sc por su compromiso hacia el estudiante para que mejore día a día sus conocimientos y los pueda implementar en su vida como profesional, por la asesoría prestada y por todo el tiempo que nos brindó en colaboración para el desarrollo de éste trabajo de investigación.

Al ingeniero HERNANDO BUENDIA LOMBANA M.Sc por sus aportes, recomendaciones y buenos consejos dados en momentos difíciles, gracias “PROFE” por brindarnos su gran experiencia.

TABLA DE CONTENIDO.

	Pág
INTRODUCCIÓN.	20
1 DEPOSITOS ORGANICOS.	21
1.1 PARAFINAS.	21
1.1.1 Ceras parafinicas.	23
1.1.2 Ceras Microcristalinas.	24
1.1.3 Clasificación de los petróleos (crudos).	25
1.1.4 Crudos parafínicos de Colombia.	26
1.2 PRECIPITACION DE PARAFINAS	28
1.3 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS.	32
1.3.1 Temperatura.	32
1.3.2 Pérdidas de fracciones ligeras contenidas en el crudo.	32
1.3.3 Transferencia de calor desde el crudo a la tubería de producción y a la formación adyacente.	32
1.3.4 Peso molecular de las parafinas.	33
1.3.5 Presión.	33
1.3.6 Naturaleza de la solución.	33
1.3.7 Tipo y rugosidad de las superficies de la tubería.	34
1.4 MECANISMOS DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS.	34
1.4.1 Difusión Molecular.	34
1.4.2 Difusión Browniana.	35
1.4.3 Difusión por esfuerzos de corte.	36
1.5 METODOS PREVENTIVOS Y REMEDIALES PARA EL CONTROL DE DEPOSITACION DE PARAFINAS.	37
1.5.1 Métodos preventivos.	37
1.6 IMPORTANCIA DE LAS PARAFINAS EN REFINERIA.	41
1.6.1 Lubricantes producto principal derivado de un crudo parafínico.	42

2	GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO.	47
2.1	CARACTERISTICAS GENERALES DEL YACIMIENTO.	53
2.2	PROBLEMA DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO.	55
3	ESTIMACIÓN CUALITATIVA DEL DAÑO A LA FORMACIÓN CAUSADO POR LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS CAMPO COLORADO ARENA B.	58
3.1	DEFINICIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN.	58
3.2	CAUSAS DE DAÑO A LA FORMACIÓN.	59
3.3	IDENTIFICACION DE LA DISMINUCIÓN EN LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO.	59
3.3.1	Comparación del crudo Colorado respecto a siete crudos parafínicos Venezolanos.	64
3.3.2	Dimensionamiento del análisis en la disminución de la productividad.	68
3.4	METODOLOGIA PARA DETERMINAR LA EXISTENCIA DE PRECIPITACION DE PARAFINAS.	75
3.4.1	Validación de la metodología por medio del pozo COLORADO 60C para determinar la existencia de precipitación de parafinas.	79
3.5	EVALUACION CUALITATIVA DE DAÑO A LA FORMACION DEBIDO A LA PRECIPITACION DE PARAFINAS EVALUANDO EL POZO COL-25 B.	85
4	ANALISIS ESTADISTICO.	97
4.1	DISCRETIZACION.	97
4.2	DIMENSIONAMIENTO.	98
4.3	ESTADISTICA DESCRIPTIVA.	99
4.3.1	Tratamientos con E.F. entre 1.5 y 3.0.	100
4.3.2	Resultados del software STATGRAPHICS-Centurion.	102
4.3.2.1	Promedio mensual Qo _n .	102
4.3.2.2	Promedio mensual del GOR _n .	104

4.3.2.3	Promedio de GOR normalizado con valores diferentes de 0.0 y de 1.00.	105
4.3.2.4	Promedio del Qw normalizado mensual.	107
4.3.3	Tratamientos con EF superior a 3.0.	109
4.4	PRUEBA DE HIPOTESIS.	110
4.4.1	Aplicación de la prueba de hipótesis para Qo_n y GOR_n .	111
5	HERRAMIENTA P3-CEC.	115
5.1	APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA EN LOS 28 POZOS CANDIDATOS A REACTIVAR.	116
5.2	ANALISIS DE RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA EN LOS 28 POZOS A REACTIVAR.	117
5.3	MANUAL DE USUARIO PARA LA HERRAMIENTA P3-CEC.	117
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	123
7	BIBLIOGRAFIA.	126

LISTA DE FIGURAS.

	Pág
FIGURA 1. Estructura molecular de las parafinas normales.	22
FIGURA 2. Estructura molecular de las isoparafinas.	22
FIGURA 3. Estructura molecular de los naftenos o cicloparafinas.	22
FIGURA 4. Estructura molecular de los aromáticos.	23
FIGURA 5. Esquema de las parafinas.	23
FIGURA 6. Crudos parafínicos en Colombia.	27
FIGURA 7. Esquemización del punto de nube, transición y punto de fluidez.	29
FIGURA 8. Sitios potenciales de precipitación de parafinas.	30
FIGURA 9. Sección transversal tubo 6”.	31
FIGURA 10. Aspecto de la estructura gel formada en tubo de 6”.	31
FIGURA 11. Depositación de parafinas por difusión molecular.	35
FIGURA 12. Depositación de parafinas por difusión browniana.	35
FIGURA 13. Efecto del régimen de flujo sobre la depositación de parafinas.	36
FIGURA 14. Depositación de parafinas por corte.	37
FIGURA 15. Interacción entre cristal de parafina y modificador.	39
FIGURA 16. Herramienta coiled tubing.	40
FIGURA 17. Carrete del coiled tubing.	40
FIGURA 18. Herramientas mecánicas.	41
FIGURA 19. Esquema de obtención de bases lubricantes en refinería.	44
FIGURA 20. Estructura de bases lubricantes.	45
FIGURA 21. Localización del Campo Colorado	47
FIGURA 22. Estación N°4 Campo Colorado.	50
FIGURA 23. Historia De Producción del Campo Colorado.	50
FIGURA 24. Mapa Distribución de °API - Campo Colorado.	52
FIGURA 25. Columna estratigráfica generalizada del VMM.	55

FIGURA 26. Problemas y caracterización debido a la depositación de orgánicos.	56
FIGURA 27. Efecto del daño en un pozo con factor de daño positivo.	58
FIGURA 28. Eficiencia de flujo y curva de comportamiento de la producción acumulada en cada tratamiento realizado en la historia de producción de cada pozo. Pozo Col-59.	62
FIGURA 29. Producción de aceite, agua, GOR y ubicación de tratamientos durante la vida productiva del pozo.	63
FIGURA 30. Historia de producción y estimulación del yacimiento venezolano M-2 desde enero de 1999 a julio del 2000.	68
FIGURA 31. Relación de tratamientos realizados en el campo colorado.	70
FIGURA 32. Mapa de superficie – ubicación pozos del campo colorado.	72
FIGURA 33. Mapa de superficie - densidad de tratamientos exitosos.	73
FIGURA 34. Mapa de superficie – densidad de tratamientos no-exitosos	74
FIGURA 35. Estructuración de la metodología para la determinación del daño cualitativamente asociado a la precipitación de parafinas.	75
FIGURA 36. Prueba de presión y ubicación del tratamiento en el pozo Col-60C.	80
FIGURA 37. Curvas IPR antes y después del cambio de tubería parafinada sep-61 realizado en el pozo Col-60C.	84
FIGURA 38. ECHOMETER realizado al pozo Col-25 B Febrero-2004.	86
FIGURA 39. Curvas IPR a partir del método VOGEL GENERALIZADO.	90
FIGURA 40. Curvas IPR a partir del método PEREZ Y KELKAR.	93
FIGURA 41. Curva VLP inicial pozo COLORADO 25 B.	94
FIGURA 42. Curva VLP actual pozo COLORADO 25 B	95
FIGURA 43. Determinación cualitativa del daño a la formación por medio de curvas IPR.	96
FIGURA 44. Gráfico de densidad suavizada de los promedios de Q_o _normalizado.	103
FIGURA 45. Gráfico de la distribución normal de la variable Q_o _n.	103

FIGURA 46. Gráfico de densidad suavizada, para los promedios del GOR normalizado.	104
FIGURA 47. Gráfico de probabilidad normal, para los promedios del GOR normalizado	105
FIGURA 48. Gráfico de densidad suavizada, para los promedios del GOR normalizado sin 0 ni 1.	106
FIGURA 49. Gráfico de probabilidad normal, para los promedios del GOR normalizado sin 0 ni 1.	107
FIGURA 50. Grafica de densidad suavizada para Qw_n	108
FIGURA 51. Distribución normal para Qw_n .	109
FIGURA 52. Menú de la Herramienta.	118
FIGURA 53. Ingreso de fecha.	118
FIGURA 54. Ingreso de Datos Qo y GOR.	119
FIGURA 55. Ingreso de pesos.	120
FIGURA 56. Hoja "Cálculos".	120
FIGURA 57. Resultado Final.	121
FIGURA 58. Estado inicial de la Herramienta.	122

LISTA DE TABLAS.

	Pág
TABLA 1. Propiedades físicas de algunas parafinas.	21
TABLA 2. Diferencias entre las ceras parafinicas y las ceras microcristalinas.	24
TABLA 3. Datos Básicos de Yacimiento (formación mugrosa).	54
TABLA 4. Ubicación de tratamientos en la historia de producción.	61
TABLA 5. Caracterización de los crudos referencia.	65
TABLA 6. Variación de punto de fluidez en crudos con alguna presencia de inhibidores de parafina.	66
TABLA 7. Composición de las arenas B (Fluido Colorado 25).	67
TABLA 8. Trabajos exitosos y no - exitosos realizados en el campo Colorado.	69
TABLA 9. Cálculos realizados para generar las IPR´s antes y después del cambio de tubería parafinada pozo Col-60 C.	82
TABLA 10. Generación de caudales a partir de Pwf´s para la elaboración de las curvas IPR.	83
TABLA 11. Datos de producción en la fecha que fue tomada la prueba de presión.	86
TABLA 12. Datos del reporte de la prueba de presión.	86
TABLA 13. Datos para generar la IPR a partir del método VOGEL GENERALIZADO.	89
TABLA 14. Datos para generar la IPR a partir del método PEREZ Y KELKAR.	92
TABLA 15. Inyección de aceite caliente con E.F. de 1.55, realizada en Septiembre de 1965 al pozo Colorado 31.	99
TABLA 16. Cambio o raspado de tubería con E.F. de 1.85, realizada en Julio de 1981 al pozo Colorado 33.	100

TABLA 17. Tratamientos a estudio luego de las discretizaciones.	101
TABLA 18. Resumen estadístico para los promedios mensuales Qo_n .	102
TABLA 19. Resumen Estadístico para GOR_n .	104
TABLA 20. Resumen Estadístico para GOR_n sin 1 o 0.	106
TABLA 21. Resumen Estadístico para $Qw_{normalizado}$.	108
TABLA 22. Tratamientos con EF superior a 3.0.	110
TABLA 23. Valores de <i>alfa</i> para diferentes intervalos.	112
TABLA 24. Probabilidad de los promedios con E.F. superior a 3.0.	112
TABLA 25. Valores de <i>alfa</i> para diferentes intervalos.	113
TABLA 26. Probabilidad de los promedios con E.F. superior a 3.0	113
TABLA 27. Evaluación de los pozos a reactivar mediante la herramienta.	116
TABLA 28. Resultado de diagnóstico	121
TABLA 29. Hoja “Histórico”	122

RESUMEN

TÍTULO: CARACTERIZACIÓN DE DEPOSITOS ORGANICOS MEDIANTE UN ANALISIS ESTADISTICO EN UN CAMPO COLOMBIANO. APLICACIÓN AL CAMPO COLORADO.*

**AUTORES: EDINSON ANTONIO HERNÁNDEZ MANRIQUE. **
SERGIO ANDRES GARCIA ARIAS. ****

Palabras Clave: Campo Colorado, Análisis Nodal, Daño a la formación

DESCRIPCIÓN

Teniendo en cuenta los problemas debido a la precipitación de parafinas del Campo Escuela Colorado (CEC) y el convenio entre la Universidad Industrial de Santander (UIS) y la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol), se le realiza un estudio al CEC para estimar el daño a la formación, mediante la revisión de la data histórica disponible y la implementación una metodología general, generada luego de la exploración de las metodologías existentes para la evaluación de daño a la formación por la precipitación de parafinas y validada mediante primero análisis nodal con el cual se evaluó el daño a la formación con el pozo Col 25 y segundo con la identificación los pozos que han disminuido su productividad debido a este fenómeno, como es el caso del pozo Col 60.

Se analizó la totalidad de tratamientos realizados en los pozos, a lo largo de los años de vida del campo y se dividieron en exitosos y no exitosos; tomando los tratamientos de remoción de precipitados exitosos con un margen de error y una producción continua de mínimo 6 meses, con los cuales se corrobora que ese pozo del campo posee un problema de precipitación de parafinas, se les realiza una prueba de hipótesis y se obtienen los valores para las diferentes variables de la data con los cuales se puede afirmar la presencia de precipitados.

Se desarrolla una herramienta software, que entrega al usuario un diagnóstico del estado del pozo y entrega una recomendación respecto a un tratamiento de prevención o remoción, con la cual se evalúan los pozos a reactivar en el campo.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Luis Felipe Carrillo, Codirectores: Fernando E. Calvete y Hernando Buendía

ABSTRAC

TÍTULO: CARACTERIZACIÓN DE DEPOSITOS ORGANICOS MEDIANTE UN ANALISIS ESTADISTICO EN UN CAMPO COLOMBIANO. APLICACIÓN AL CAMPO COLORADO.*

**AUTORES: EDINSON ANTONIO HERNÁNDEZ MANRIQUE. **
SERGIO ANDRES GARCIA ARIAS. ****

Key words: Campo Colorado, Nodal Analysis, Damage to the formation

DESCRIPTION

Taking into account the problems due to precipitation of paraffins from the Campo Escuela Colorado (CEC) and the agreement between the Universidad Industrial de Santander (UIS) and Empresa Colombiana de Petroleos (Ecopetrol), a study was performed to estimate the CEC damage to the training through review of available historical data and implementing a general methodology, generated after the exploration of existing methodologies to assess damage to the formation by the precipitation of paraffins and validated through the first nodal analysis which assessed the damage to training with the well Col 25 and second to identify wells that have decreased their productivity due to this phenomenon, such as the well Col 60.

We analyzed all treatments performed in the wells, over the years of the field and were divided into successful and unsuccessful, taking hasty removal treatments successful with a margin of error and a continuous production of at least 6 months, which confirms that the well field has a problem of precipitation of paraffins, they perform a hypothesis test and the values obtained for the different variables of the data with which to affirm the presence of precipitates.

We develop a software tool that provides the user with a diagnosis of the condition of the well and provides a recommendation on prevention treatment or removal, with which to reactivate the wells evaluated in the field.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Luis Felipe Carrillo, Codirectores: Fernando E. Calvete y Hernando Buendía

INTRODUCCION

Los crudos parafinicos son muy apetecidos en las refinerías, debido a la riqueza y calidad de sus derivados, las bases lubricantes obtenidas a partir de estos crudos tienen las propiedades de untuosidad y viscosidad, más aptas para este fin, es también por esto que se intenta maximizar su producción.

Sin embargo presentan muchos problemas en su producción y transporte, debido a la presencia de sus precipitados durante estos procesos, generando ceras que se adhieren a las tuberías y/o a los canales de producción en la formación, obstaculizando el flujo y disminuyendo, hasta incluso anular la producción.

El presente trabajo busca estimar el daño a la formación, mediante un análisis estadístico aplicado a la data histórica de un campo colombiano, teniendo en cuenta el convenio entre la Universidad Industrial de Santander (UIS) y la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) se decide realizar el trabajo con el Campo Escuela Colorado (CEC), el cual suministra toda la información disponible y posee un problema de precipitación de parafinas.

Luego de revisar las metodologías existentes para la evaluación de daño a la formación por la precipitación de parafinas, se genera una metodología general, validada mediante análisis nodal, por medio de la cual se evaluó el daño a la formación con el pozo Col 25, identificando los pozos que han disminuido su productividad debido a este fenómeno, como el pozo Col 60.

Por último se realiza un análisis estadístico, con las variables de los casos donde se evidencia la precipitación de parafinas por medio de pruebas de hipótesis, con los resultado obtenidos por estas, se genera la herramienta software P3CEC, la cual entrega un diagnóstico del estado de la precipitación de parafinas del pozo.

1. DEPOSITOS ORGANICOS.

1.1 PARAFINAS

Las parafinas constituyen la clase más simple de los compuestos orgánicos. Son una mezcla de hidrocarburos alifáticos saturados (alcanos de fórmula C_nH_{2n+2}), pueden ser de cadena lineal (parafina normal), ramificada (iso-parafina) o de cadena cíclica (cicloalcanos o naftenos). Los comprendidos entre C1-C5 son gases a condiciones normales y los comprendidos entre C6-C15 son líquidos. Aquellas parafinas que pueden precipitar de la solución bajo ciertas condiciones termodinámicas y que comprenden el rango del C18 hasta el C60 comúnmente se les conoce como “ceras”. En este trabajo se hace referencia a los depósitos parafínicos como aquellos comprendidos en este rango.

Comúnmente se encuentran mezclados con otros compuestos orgánicos e Inorgánicos. Los depósitos de parafina no son solubles en muchos crudos y son inertes al ataque de ácidos por eso su nombre parafina que proviene del latín para + affinis, que significa “poca afinidad”. Las propiedades físicas de algunas parafinas se ven en la tabla 1.

Tabla1. Propiedades físicas de algunas parafinas.

Número de carbono	Nombre	FORMULA/ PESO MOLECULAR	Punto de fusión °F	Punto de ebullición °F
C(16)	n-Hexadecano	$C_{16}H_{34}$ (226.44)	64,4	36
C(17)	n-Heptadecano	$C_{17}H_{36}$ (240.47)	71,6	69
C(18)	n-Octadecano	$C_{18}H_{38}$ (254.50)	82,4	98,5
C(19)	n-Nonadecano	$C_{19}H_{40}$ (268.53)	89,6	126
C(20)	n-Eicosano	$C_{20}H_{42}$ (282.55)	98,6	158

Fuente: Restrepo, Karin Lorena y Garza, Carlos Hernan. Daño a la formación por precipitación de parafinas estado del arte. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de fisicoquímicas. 2006.

Las ceras parafínicas o que comúnmente conocemos como parafinas están compuestas principalmente de parafinas normales acompañadas de isoparafinas y en menor cantidad por ciclo parafinas (naftenos); a veces están presentes los aromáticos. Sus estructuras moleculares se presentan en las Figuras 1, 2, 3 y 4 respectivamente. En la Figura 5 se muestra como se representan sus estructuras comúnmente en el estudio de las parafinas.

Figura 1. Estructura molecular de las parafinas normales.

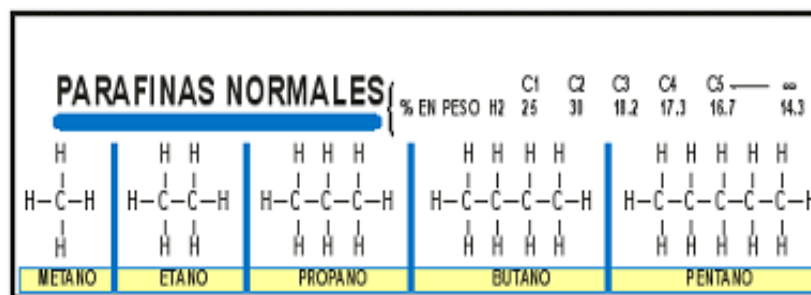


Figura 2. Estructura molecular de las isoparafinas.



Figura 3. Estructura molecular de los naftenos o cicloparafinas.

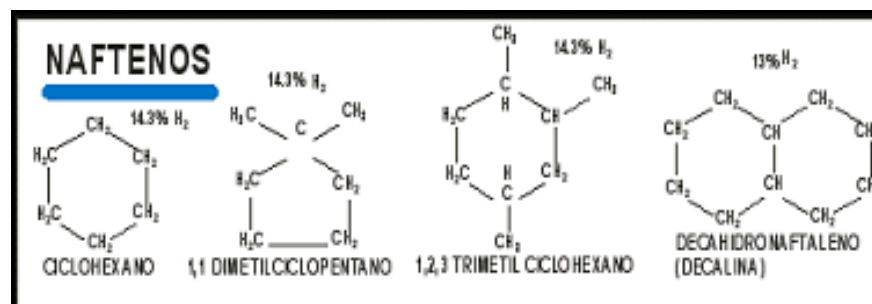


Figura 4. Estructura molecular de los aromáticos.

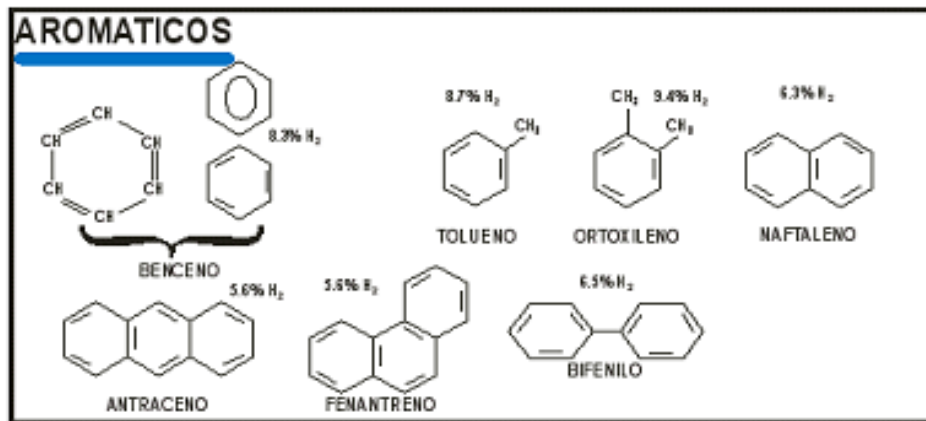
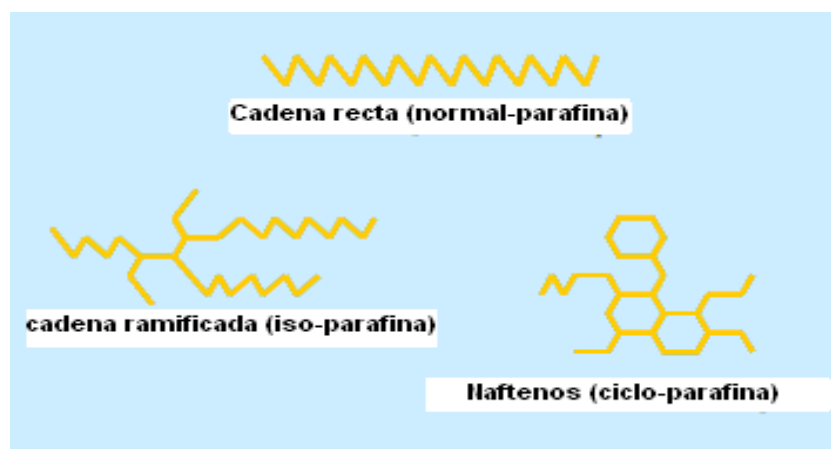


Figura 5. Esquema de las parafinas.



Fuente: Ariza Leon, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado. Tesis de magíster en ingeniería de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas, 2008.



Dependiendo del número de carbonos y de la configuración de la estructura molecular, las parafinas se dividen en ceras parafínicas y ceras microcristalinas las cuales presentan un mecanismo de daño diferente debido al tamaño de los cristales, si se llegara a depositar en la formación.

1.1.1 Ceras parafínicas. Las ceras parafínicas constituyen entre el 40 y el 60% de los depósitos parafínicos procedentes del crudo. Se consideran compuestos de

cadena lineal comprendidas entre el C18 y C36. Los cristales formados son conocidos como macrocristales, los cuales presentan forma de agujas que se conglomeran para formar grandes depósitos. Cuando este tipo de parafinas se depositan en el yacimiento generan un tipo de daño a la formación por aumento de la viscosidad debido a la presencia de grandes cristales que se aglomeran hasta formar el depósito.

1.1.2 Ceras Microcristalinas. Las ceras microcristalinas constituyen menos del 15 % del depósito, comprendiendo aquellos con contenido de hidrocarburos entre C30 hasta C60. La estructura cristalina es pequeña e irregular por lo que tienden a permanecer dispersos en el fluido, presentando poca tendencia a aglomerarse. Cuando este tipo de cristales se deposita en el yacimiento genera daño a la formación principalmente por reducción de la permeabilidad debido a la tendencia que tienen los pequeños cristales a adherirse a la superficie del poro. En la tabla 2 se observa que la ocurrencia de estos depósitos se presenta en diferentes porcentajes.

Tabla 2. Diferencias entre las ceras parafinicas y las ceras microcristalinas.

CARACTERISTICAS	CERA PARAFÍNICA	CERA MICROCRISTALINA
Tamaño del cristal		
Parafina lineal (% del depósito)	40-60	0-15
Parafina Ramificada (%)	2-15	15-30
Cicloparafina (%)	2-8	65-70
Rango del Punto de fusión (°C)	50-65	60-90
Peso molecular promedio	350-430	500-800
Número de carbono	18-36	30-60
Rango de cristalinidad (%)	80-90	50-60

Fuente: Restrepo, Karin Lorena y Garza, Carlos Hernan. Daño a la formación por precipitación de parafinas estado del arte. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de fisicoquímicas. 2006.

1.1.3 Clasificación de los petróleos (crudos). Los petróleos (crudos) se clasifican en 3 grandes categorías: Parafínicos, asfálticos y aromáticos.

- **Petróleos parafínicos:** Son de color claro, de baja densidad (0,75 a 0,85 g/mL). De éstos se extrae gran cantidad de gasolina, queroseno y aceites lubricantes. Se caracterizan porque dentro de ellos un porcentaje superior al 40% son del tipo alcanos o parafínicos. Esta clase de crudos se caracteriza porque los átomos están unidos por enlaces sencillos

- **Petróleos asfáltico o nafténicos:** Son negros, viscosos y de elevada densidad (0,95 g/mL). De éstos se extrae poca gasolina y aceite combustible (fuel oil). Tienen un contenido mayor al 40% de hidrocarburos del tipo ciclo parafínicos más conocidos como nafténicos o asfálticos, se denominan así porque de su residuo al vacío se obtienen los asfaltos comerciales. Los hidrocarburos ciclo parafínicos son saturados, sus enlaces son sencillos y forman anillos; Los dos primeros hidrocarburos de éste tipo (ciclo-propano y ciclo-butano) son gases a condiciones ambientales, del C5 al C15 líquidos y de ahí en adelante sólidos. Las demás propiedades físicas son muy semejantes a las de los alcanos y los puntos de ebullición y las gravedades específicas son valores más altos a los correspondientes parafínicos de igual número de átomos de Carbono.

- **Petróleos aromáticos:** son hidrocarburos que contienen uno o más estructuras en formas de anillos; son denominados solventes universales y no causan problema de precipitación, al contrario contribuyen a la solubilidad del crudo para mantener las demás fracciones en solución o suspensión. Los crudos de base aromática son escasos en la naturaleza. sus propiedades físicas y químicas son muy diferentes de las demás series de hidrocarburos cíclicos. La gran mayoría de los aromáticos son líquidos a las condiciones

ambientales, los restantes sólidos. Los líquidos son incoloros de olor aromático menos densos que el agua e insolubles en ella y son muy buenos solventes.

En síntesis todos los tipos de crudo contienen ceras parafínicas, los cuales dependiendo de sus características y cantidad presente en el crudo, son fuentes potenciales del problema de precipitación que contribuyen en mayor o menor grado de su severidad.

1.1.4 Crudos parafínicos de Colombia. En Colombia, los pozos productores de petróleo con presencia de parafinas están localizados en su mayor parte en la región nororiental, pie de monte llanero y sur occidente del país.

En el mapa de la Figura 6. se muestra la distribución de los campos productores de crudos con base parafínica en Colombia, presentando mayor contenido de saturados los crudos del pie de monte llanero.

Figura 6. Crudos parafínicos en Colombia.



Fuente: Pinzon, Sergio Andres y Rojas, Jonattan Andrey. Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos de petróleo. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físicoquímicas. 2006.

1.2 PRECIPITACION DE PARAFINAS

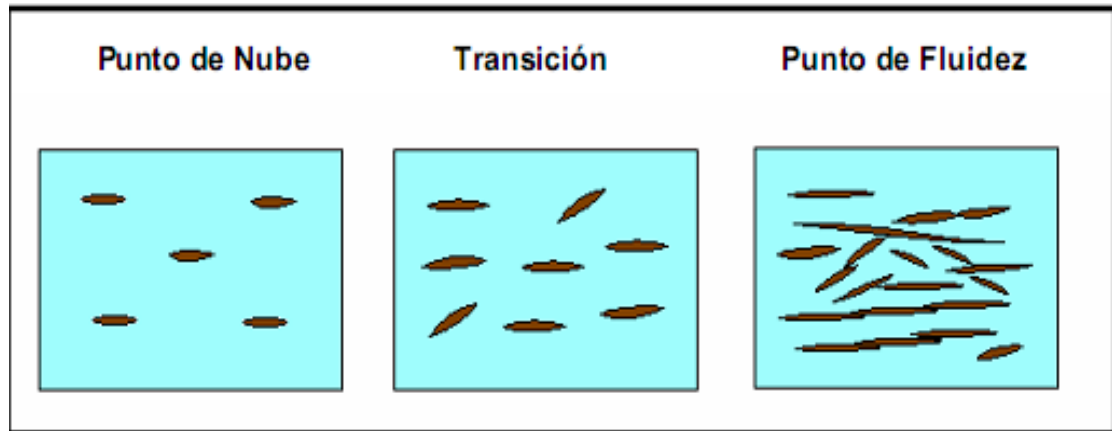
Las parafinas pueden precipitar del crudo cuando se altera el equilibrio termodinámico, causando una pérdida de la solubilidad de la parafina en el crudo. El punto de depositación en un sistema de producción normalmente se determina por cuán cerca está el crudo a su punto de saturación de solubilidad y la cantidad de parafina en el crudo. La pérdida de la solubilidad de la parafina, sin embargo, necesariamente no causa depositación. Los cristales de parafina normalmente tienen forma de agujas, y si permanecen como cristales individuales, tienden a dispersarse en el crudo en vez de depositarse en la superficie. Un material nucleante usualmente presente reúne los cristales de parafina hacia el interior de una partícula espesa que es mucho más grande que los cristales individuales. Estos aglomerados pueden entonces separarse del crudo y formar depósitos en el sistema de producción. Los asfáltenos son frecuentemente el material nucleante que causa que los cristales de parafina se aglomeren. Otros materiales nucleantes son finos de formación y productos de corrosión.

La reducción de la temperatura es probablemente la causa más importante de la depositación de parafina porque la solubilidad del crudo disminuye a medida que la temperatura desciende. El enfriamiento del crudo ocurre en numerosos lugares en el sistema del pozo.

La expansión del aceite y gas asociado en la cara de la formación, a través de las perforaciones del casing, o a través de un liner ranurado causan enfriamiento. Un enfriamiento adicional ocurre a medida que el crudo asciende a través del tubing, a través de los reguladores de flujo en superficie, a través de la línea de flujo y a través del separador gas-aceite. En algún punto en el sistema, la temperatura cae por debajo del punto de nube del crudo (temperatura a la cual se forma el primer cristal de cera o parafina), y al seguir

disminuyendo la temperatura, llegará un momento en el que los cristales de parafina formarán una red cristalina capaz de atrapar y detener el movimiento del crudo, denominándose ese valor de temperatura como punto de fluidez (figura 7).

Figura 7. Esquematización del punto de nube, transición y punto de fluidez.



Fuente: RODRÍGUEZ, L. y CASTAÑEDA, M. Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido dinámico de crudos parafínicos-fase1. En: ciencia, tecnología y futuro, Vol.2 Num.2 (dic.2001).p.65-78.

La pérdida de gas e hidrocarburos livianos del crudo también disminuyen la solubilidad de la parafina. Este efecto contribuye a la depositación de parafina en líneas de superficie y tanques. Altas relaciones gas-aceite (GOR), magnifican los problemas de depositación de parafina.

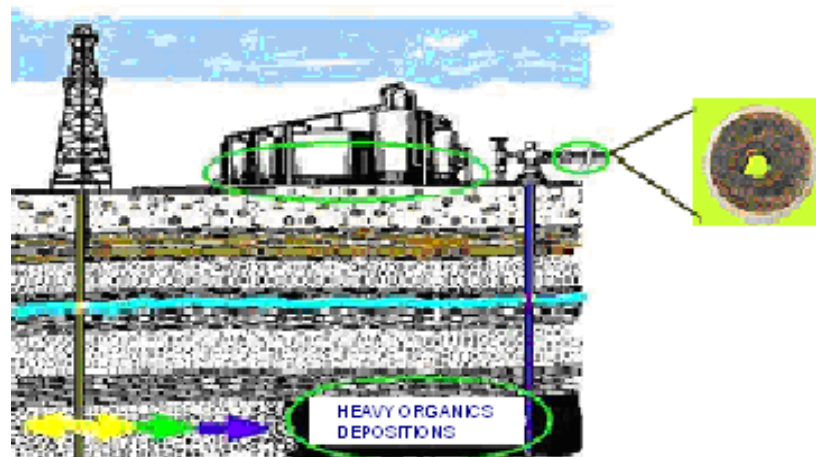
Ciertos signos pueden indicar el comienzo de la depositación de parafina. La parafina solidificada puede separarse del aceite por centrifugación. Un cambio en la apariencia del crudo, tal como nubosidad, indica que la parafina está saliendo de la solución. La acumulación de parafina en los tanques de almacenamiento usualmente indica que la depositación de parafina puede esperarse pronto en la línea de flujo, tubing, y posiblemente más tarde en el

fondo del pozo. El aumento de parafina en el tubing puede llevar a sobrecargas de las varillas de la bomba y pueden causar rompimiento de éstas.

La precipitación de parafinas puede ocurrir dentro del yacimiento, en la cara del pozo, en las facilidades de producción o durante el transporte del crudo por oleoductos (Figuras 8,9 y 10).

Si la temperatura de la formación está por debajo del punto de cristalización, la parafina precipitará y es probable que se deposite en los poros de la formación, puenteando o bloqueando los canales causando restricción al flujo y por lo tanto causando daño a la formación.

Figura 8. Sitios potenciales de precipitación de parafinas.



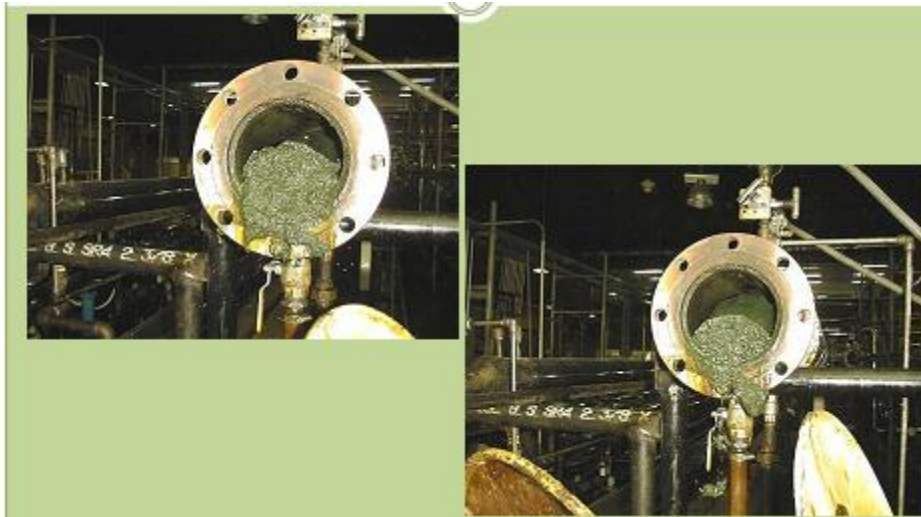
Fuente: Ariza Leon, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado. Tesis de magíster en ingeniería de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas, 2008.

Figura 9. Sección transversal tubo 6”.



Fuente: Grosso Vargas, Jorge Luis. Experiencias en el transporte y manejo de crudos parafínicos a escala de laboratorio, planta piloto y experiencias. Primer simposio Campo escuela Colorado. 2006.

Figura 10. Aspecto de la estructura gel formada en tubo de 6”.



Fuente: Grosso Vargas, Jorge Luis. Experiencias en el transporte y manejo de crudos parafínicos a escala de laboratorio, planta piloto y experiencias. Primer simposio Campo escuela Colorado. 2006.

1.3 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS

La formación de depósitos orgánicos que originalmente se encuentran disueltos en el crudo, se debe al desequilibrio de la solubilidad entre los componentes parafínicos y el crudo. Los factores que podrían considerarse como los más importantes para lograr el desequilibrio y consecuentemente la formación de depósitos son los que a continuación se mencionaran.

1.3.1 Temperatura. Se considera como el factor de mayor importancia, ya que la cantidad de parafina que puede permanecer en solución dependerá de la temperatura. Como la temperatura del crudo disminuye a medida que se acerca a la superficie, en cualquier parte del sistema de producción o yacimiento donde exista una disminución de temperatura por debajo del punto de nube, iniciará la precipitación y posterior depositación. Los cristales de parafina requieren de un agente que los agrupe para formar una película que los separa del crudo. Este agente con frecuencia es el asfalteno y/o finos de la formación.

1.3.2 Pérdidas de fracciones ligeras contenidas en el crudo. La pérdida de los constituyentes más livianos en el crudo, reduce la cantidad de parafina que el petróleo puede mantener en solución a una temperatura específica. Esto se debe al hecho de que la reducción en el volumen de estos componentes disminuye la cantidad de solvente. La evaporación de los constituyentes volátiles en el crudo también tiende a disminuir la temperatura del petróleo, a causa de la energía necesaria para la volatilización. Esto ocurre cuando los pozos presentan alto GOR, ya que una producción excesiva de gas ocasiona una gran pérdida de materiales volátiles del crudo, presentando un alto enfriamiento.

1.3.3 Transferencia de calor desde el crudo a la tubería de producción y a la formación adyacente. Si el crudo se desplaza lentamente o permanece estático

en la tubería, luego de cierto tiempo su temperatura se aproxima a la de la formación adyacente, que a su vez puede ser lo suficientemente baja como para originar la depositación de la parafina cuando se alcanza el punto de nube.

1.3.4 Peso molecular de las parafinas. A temperatura constante, mientras se incrementa el peso molecular de la parafina, el punto de fusión también se incrementa, conllevando a una disminución de la solubilidad en los solventes y a que la precipitación sea más fácil. Por ejemplo si se tienen dos muestras con igual cantidad de solvente e igual cantidad de soluto pero uno con peso molecular mayor, precipitará primero la solución de mayor peso molecular.

1.3.5 Presión. La precipitación de parafinas es a menudo estudiada para crudos muertos, pero el efecto de la presión y la composición del crudo no es muy clara. La solubilidad de la parafina disminuye con el incremento de presión en la solución (parafina-crudo muerto), debido a que las fuerzas intermoleculares entre moléculas del mismo tipo son mayores que entre moléculas no similares, causando incremento en el punto de cristalización.

Una manera de disminuir el punto de cristalización, es incrementando la presión en la tubería mediante el aumento de la presión de operación del separador.

1.3.6 Naturaleza de la solución. La naturaleza de la solución, hace referencia a la composición física y química de la solución. La composición física indica la cantidad y la presencia de materiales que hacen parte de la solución como agua, gas, parafina, materiales coloidales asfálticos, arenas finas, sales y demás. Existen indicios de que los finos de la formación tales como arena y limo, a menudo aceleran el proceso de precipitación. Estos materiales suspendidos en el crudo actúan como núcleo para la cohesión de los pequeños cristales de parafina

suspendidos en el crudo, convirtiéndolas en partículas más grandes que tienden a separarse más fácilmente del crudo.

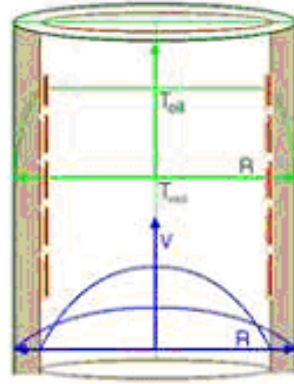
1.3.7 Tipo y rugosidad de las superficies de la tubería. Las parafinas se adhieren fuertemente por adsorción física prácticamente a cualquier superficie metálica rugosa que esté limpia, siempre y cuando la parafina en estado líquido se haya puesto en contacto con dicha superficie.

1.4 MECANISMOS DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS

Cuando aparecen los primeros cristales de parafina en la solución, estos no necesariamente se depositan en los poros de la formación o en las paredes de la tubería. La depositación de estos cristales ocurre debido a fuerzas o mecanismos entre los cuales se encuentran la difusión molecular, difusión Browniana y esfuerzos de corte. A medida que el crudo se enfría, un gradiente de concentración conlleva al transporte y depositación de las parafinas sobre la superficie por difusión molecular. Los cristales de parafina precipitados previamente son transportados lateralmente por difusión Browniana y dispersión por corte.

1.4.1 Difusión Molecular. Es el mecanismo que prevalece para depositaciones en tubería, en pozos que mantienen la temperatura del crudo por encima de su punto de nube hasta que esta se alcanza mientras el crudo llega a la superficie. Se presenta en la región de flujo laminar donde el crudo está sometido a un enfriamiento natural, existiendo un gradiente de temperatura. Cuando la temperatura disminuye y alcanza la temperatura de equilibrio entre la fase sólida y líquida, comienzan a precipitarse los cristales de parafina formando partículas sólidas. (Figura 11)

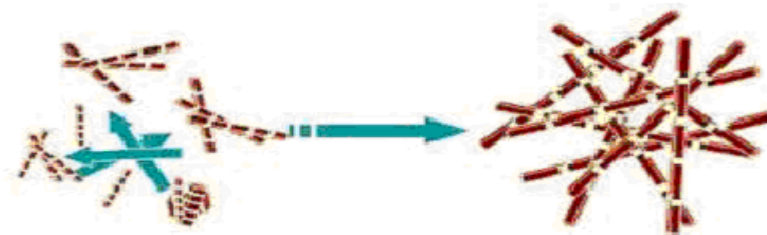
Figura 11. Depositación de parafinas por difusión molecular.



Fuente: Ariza Leon, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado. Tesis de magister en ingeniería de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas, 2008.

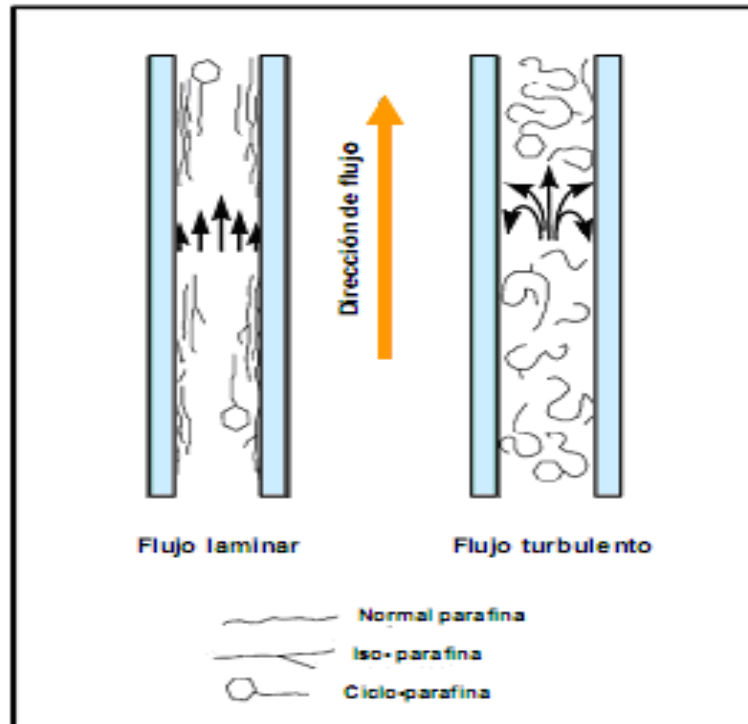
1.4.2 Difusión Browniana. Cuando comienzan a precipitarse los cristales de parafina, se genera un transporte lateral de estas partículas. Dependiendo de la velocidad de enfriamiento y la velocidad de flujo, se forman pequeños cristales de determinada forma, que se desplazan de forma aleatoria y forman depósitos que presentan un grado de consistencia específico. Este movimiento es al azar lo que hace que las partículas de parafina se choquen entre ellas, lo cual conlleva a que se aglomeren y formen cristales (Figura 12)

Figura 12. Depositación de parafinas por difusión browniana.



Fuente: Ariza Leon, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado. Tesis de magister en ingeniería de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas, 2008.

Figura 13. Efecto del régimen de flujo sobre la deposición de parafinas.

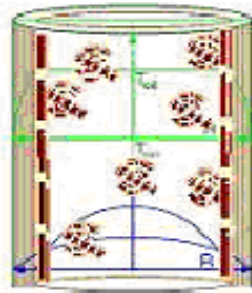


Fuente: Ariza Leon, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado. Tesis de magíster en ingeniería de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas, 2008.

1.4.3 Difusión por esfuerzos de corte. El movimiento de pequeñas partículas suspendidas en un fluido en flujo laminar (Figura 13), tiende a seguir la dirección del fluido que las rodea y a una velocidad media. Este movimiento ejerce una fuerza de arrastre sobre la capa próxima, debido a la viscosidad del fluido. La dispersión por esfuerzos de corte se presenta cuando grandes concentraciones de partículas, producen múltiples colisiones entre sí, originando un transporte lateral neto y por consiguiente una dispersión de partículas (Figura 14). La deposición total de parafina en tubería es el resultado de la combinación de los anteriores mecanismos. A altas temperaturas, el mecanismo de difusión molecular es el dominante, mientras que a temperaturas y flujo de calor bajas actúa la dispersión por esfuerzos cortantes. En el yacimiento el depósito se produce por la

disminución natural de la presión y la pérdida de solubilidad de los componentes livianos en el crudo.

Figura 14. Deposición de parafinas por corte.



Fuente: Ariza Leon, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado. Tesis de magíster en ingeniería de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas, 2008.

1.5 METODOS PREVENTIVOS Y REMEDIALES PARA EL CONTROL DE DEPOSITACION DE PARAFINAS

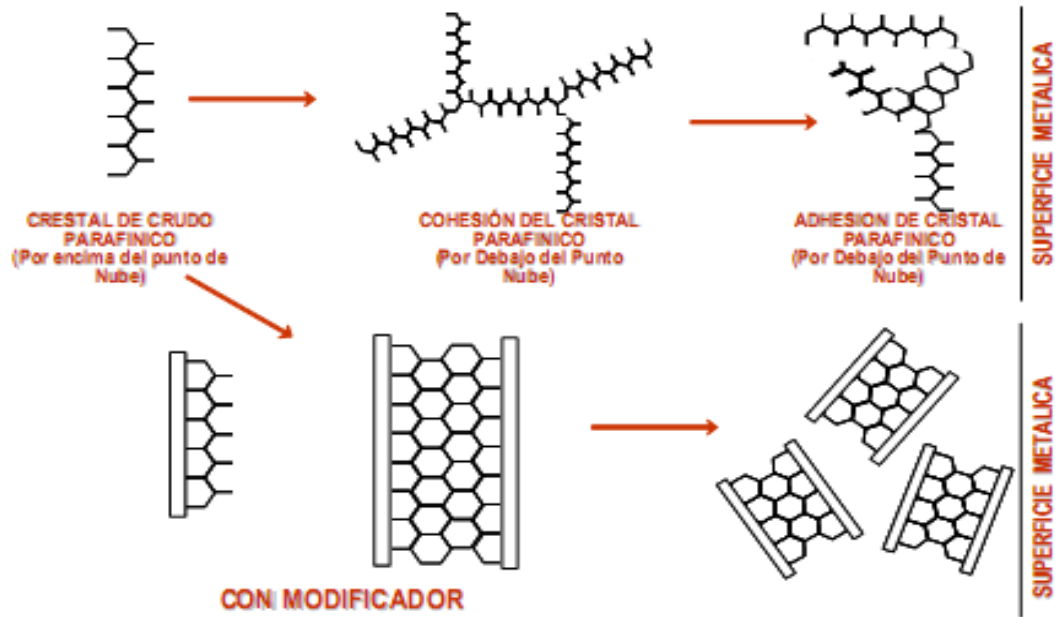
Desde hace varias épocas, variedades de métodos han sido propuestos y aplicados para solucionar el problema de la precipitación de parafinas en los pozos de petróleo.

Es indispensable para facilitar la selección de algún método de control disponer de los parámetros específicos de reconocimiento de un crudo apto para ser tratado por cualquier método, así como la caracterización del crudo para poder inhibir y remover el tipo de parafina que se pueda presentar.

1.5.1 Métodos preventivos. El propósito de estos métodos es impedir la formación y depositación de parafinas.

- **Método Químico.** El tratamiento químico usualmente es deseado como una alternativa para remover los depósitos de parafinas en los sistemas de producción. Hay dos métodos, el continuo y a baches, los cuales consisten en inyectar el químico bajo el anular y retornarlo a través del tubing, para remover el sedimento de parafina que se encuentra adherido a la pared del tubing. El método continuo es un método en que una bomba especial de inyección es instalada en la cabeza del pozo (wellhead) y esta se encarga de inyectar el químico el cual caerá dentro del pozo. El método por baches es llevado a cabo usando un camión de bombeo pequeño con un inyector rápido que agrega el removedor de parafina desde el anular dentro del tubing en un tiempo predeterminado.
 - **Modificadores de Cristal.** Los modificadores de cristal no disolverán, ni dispersarán o removerán la parafina que ya ha sido depositada lo que harán es inhibir la deposición de parafina (Figura 15), alterando el cristal de parafina.

Figura 15. Interacción entre cristal de parafina y modificador.



Fuente: Grosso Vargas, Jorge Luis. Experiencias en el transporte y manejo de crudos parafínicos a escala de laboratorio, planta piloto y experiencias. Primer simposio Campo escuela Colorado. 2006.

- **Método Térmico.** En muchos procesos de campos petroleros el calor es esencial para la efectividad de un tratamiento; la parafina es fundida por calor, y la resolución de la emulsión es ayudada por calor. Sin embargo, la cantidad de calor suministrado por unidad de volumen es también importante, aún crucial para la realización de estos efectos. Cuando se vuelven cristales de parafina, la distancia que una molécula de parafina está separada de otra determina la cantidad de calor requerido para fundir una parafina de peso molecular específico.

Existen varias técnicas para remover parafinas térmicamente entre las que se encuentran:

- Inyección de aceite caliente.
- Inyección de agua caliente.

- Calentadores en el fondo del pozo.
 - Calentadores eléctricos de la tubería.
- **Métodos remediales.** La aplicación de estos métodos tiene como objetivo remover el depósito, lo cual se logra de diversas formas, entre otras, empleando coiled tubing (Figura 16 y 17), raspadores de tubería (Figura 18), solventes, tratamientos con fluidos calientes, microorganismos y calentamiento, etc.

Figura 16. Herramienta coiled tubing.



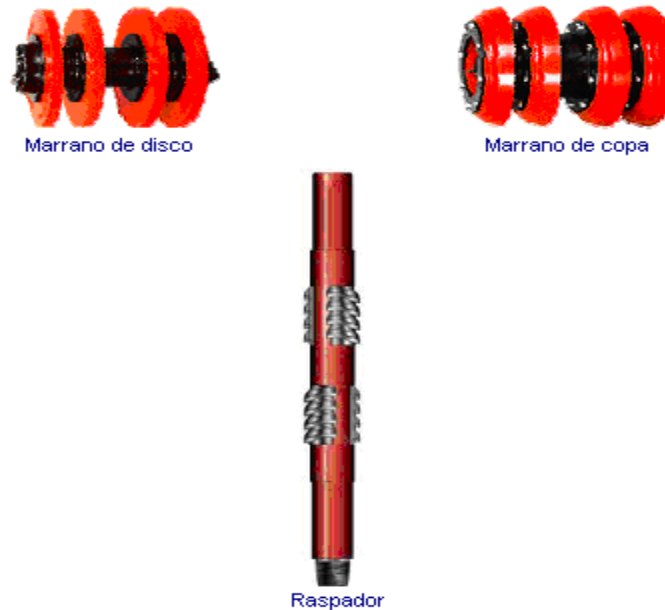
Fuente: www.halliburton.com

Figura 17. Carrete del coiled tubing.



Fuente: www.halliburton.com

Figura 18. Herramientas mecánicas.



Fuente: Pinzon, Sergio Andres y Rojas, Jonattan Andrey. Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos de petróleo. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas. 2006.

1.6 IMPORTANCIA DE LAS PARAFINAS EN REFINERIA

Cuando se habla de crudo parafínico se habla de problemas e importancia, los problemas que se tienen cuando existe un crudo parafínico por ejemplo son en la etapa de producción debido a la depositación de parafinas en la tubería, además de otros problemas que se mencionan anteriormente en este capítulo.

Finalizada la etapa de producción viene la etapa de transporte del crudo la cual para el efecto de un crudo parafínico es problema por los cambios en la temperatura, conllevando a la precipitación y depositación de parafinas en las líneas de transporte.

Por último el crudo llega a refinería para extraer sus principales componentes y ahí el crudo parafínico deja de ser problema y se vuelve importante. Pocos describen la importancia de lograr que un crudo parafínico llegue a refinería, hay que recordar que el petróleo crudo cuando es extraído de las formaciones en las cuales se encuentra y llega a superficie no es directamente utilizable, salvo a veces como combustible. Para obtener sus diversos subproductos es necesario refinarlo, de donde resultan, por centenares, los productos acabados y las materias químicas más diversas.

El petróleo crudo es una mezcla de diversas sustancias, las cuales tienen diferentes puntos de ebullición. Su separación se logra mediante el proceso llamado "destilación fraccionada". Esta función está destinada a las "refinerías", factorías de transformación y al sector clave por definición de la industria petrolífera.

1.6.1 Lubricantes producto principal derivado de un crudo parafínico. Los aceites lubricantes son materias de excepcional importancia para la disminución del coeficiente de fricción entre superficies en contacto. Sin ellos no puede trabajar máquina o motor alguno, ya que las piezas que los componen se desgastarían en poco tiempo.

Los aceites lubricantes minerales son obtenidos a partir de las llamadas bases lubricantes, las cuales son hidrocarburos en el intervalo **C20—C70** contenidos en el petróleo. Las características esenciales que deben poseer los aceites son la untuosidad y la viscosidad. A los aceites lubricantes comerciales se les exigen normativamente unas características determinadas para garantizar en todo momento estas dos propiedades esenciales. Por ello, las bases lubricantes son sometidas a una serie de tratamientos y se les añaden una serie de aditivos. A continuación se describe el proceso de obtención de los

aceites lubricantes, desde la obtención en la refinería de las bases hasta su formulación final.

El primer paso para la obtención de los aceites lubricantes comerciales es la obtención de las bases en la refinería de petróleo. Este proceso aparece esquematizado en la Figura 19, y es explicado a continuación.

El primer tratamiento a que se somete un crudo en cualquier refinería, es el de la destilación atmosférica, con objeto de proceder a su fraccionamiento en diferentes cortes caracterizados por su intervalo de ebullición. El número de los cortes de un fraccionamiento industrial y los intervalos de ebullición de cada uno de ellos son definidos en cada refinería buscando el aprovechamiento más económico de cada crudo, aunque los cortes típicos suelen ser gas, gases licuados del petróleo (LPG), naftas, queroseno, gasóleo y el llamado residuo¹.

Cuando el crudo utilizado es de naturaleza parafínica se podrán obtener las bases lubricantes. Estas fracciones no se obtienen en todas las refinerías, puesto que dependen del crudo procesado y también de las exigencias del mercado en el momento de la producción².

Cuando se producen bases lubricantes, se obtienen cuatro cortes diferentes: SPD (Spindle distillate), LND (light neutral distillate), MND (médium neutral distillate) y HND (Heavy neutral distillate). De todos ellos el SPD es el más ligero, y el HND es el más pesado. Sus intervalos de ebullición, aproximadamente, son:

¹ GUTIÉRREZ MERINO, Ana Ma. Extracción de aceites lubricantes con furfural. Universidad rey Juan Carlos. Escuela superior de ciencias experimentales y tecnología. Grupo de ingeniería química y ambiental. Móstoles 2003. p. 9-10.

² Ibid., p. 9-10.

- SPD: 320 - 390°C
- LND: 390 - 440°C
- MND: 440 - 490°C
- HND: 490 - 540°C

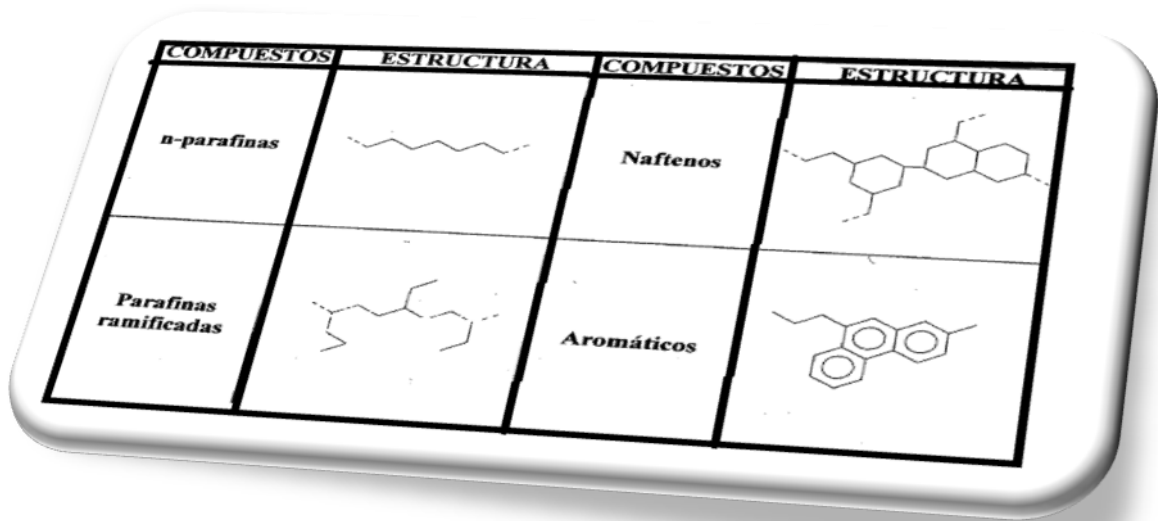
Figura 19. Esquema de obtención de bases lubricantes en refinería.



Fuente: GUTIÉRREZ MERINO, Ana Ma. Extracción de aceites lubricantes con furfural. Universidad rey Juan Carlos. Escuela superior de ciencias experimentales y tecnología. Grupo de ingeniería química y ambiental. Mósteles 2003. p. 9.

Estas bases lubricantes están compuestas, principalmente, de los siguientes grupos de compuestos (Figura 20):

Figura 20. Estructura de bases lubricantes.



Fuente: GUTIÉRREZ MERINO, Ana Ma. Extracción de aceites lubricantes con furfural. Universidad rey Juan Carlos. Escuela superior de ciencias experimentales y tecnología. Grupo de ingeniería química y ambiental. Mósteles 2003. p. 12.

No todos los hidrocarburos presentes en las bases de los aceites obtenidas de la destilación a vacío tienen las mismas propiedades en relación a estas exigencias. Los aromáticos ofrecen una buena resistencia a la oxidación, pero proporcionan fuertes variaciones de viscosidad con la temperatura.

Los naftenos no tienen este efecto, pero forman barros con facilidad cuando son insaturados y están mucho tiempo a alta temperatura.

Las parafinas son más estables que los naftenos, pero cuando su peso molecular es alto y su estructura es de cadena recta (*n*-parafinas) pueden cristalizar a temperaturas bajas, alterando el régimen de la lubricación³.

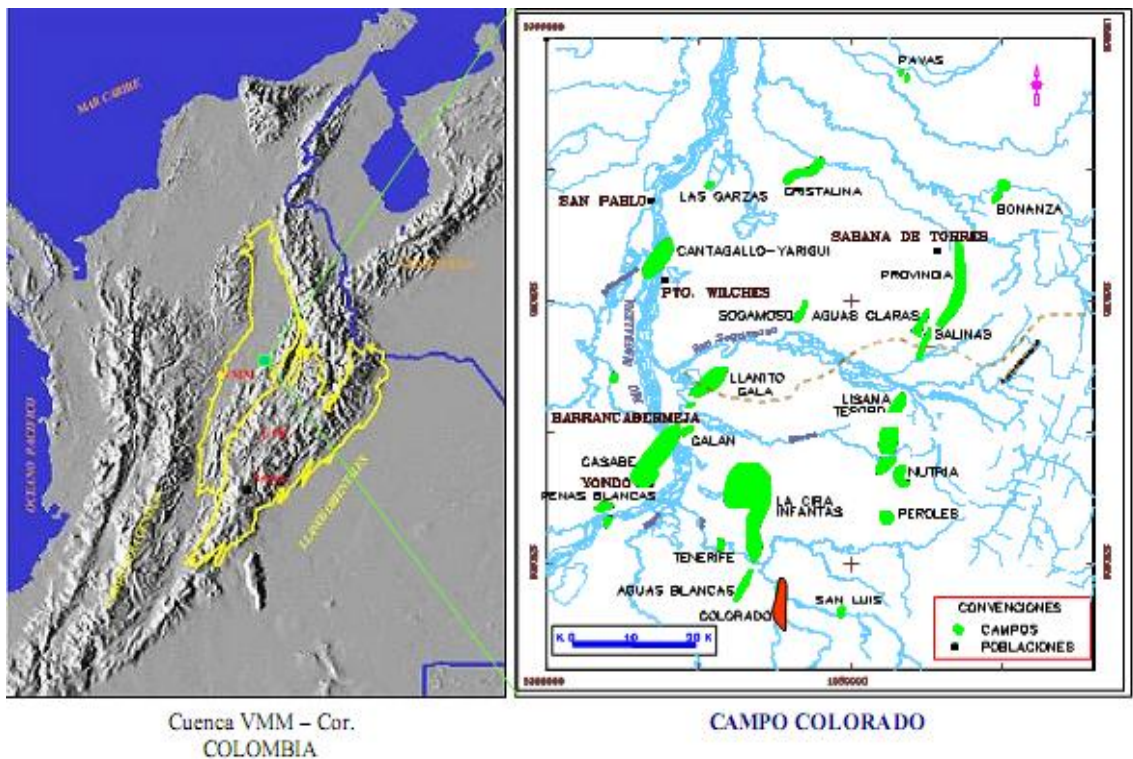
³ Ibid., p. 12-13.

Este problema de cristalizar a bajar temperaturas se soluciona eliminando las parafinas y esto se logra en la última etapa del refino que es el desparafinado, cuyo objetivo es separar las fracciones de parafina cerosa para evitar que la presencia de estos compuestos tan fácilmente congelables perjudique la fluidez del lubricante. Su separación se consigue mediante cristalización a baja temperatura y posterior filtración.

2. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO.

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en inmediaciones del Municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira - Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000 - 1'040.500 Este y Y = 1'238.000 – 1'.247.500 Norte con origen Bogotá, en área de la antigua concesión De Mares (Figura 21). La estructura corresponde a un anticlinal asimétrico de hasta 80° en su flanco oeste y hasta 25° en su flanco este. Este anticlinal tiene una longitud aproximada de 10 kilómetros de largo y 3 kilómetros de ancho.

Figura 21. Localización del Campo Colorado.



Fuente: ECOPETROL .Diagnóstico y estrategias de recobro para ocho áreas de la erencia Centro Oriente. Diciembre de 2003.

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

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

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

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se inició un marcado aumento en la declinación del campo, pasando de 692 BOPD en Junio de 1976 a 47 BOPD en Junio de 1989.

El máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. Se han realizado campañas de trabajos de reacondicionamiento "Workover" intentando recuperar la producción del área, pero la declinación es igualmente fuerte perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados. Actualmente hay 33 pozos abandonados, 34 inactivos y 7 potencialmente activos.

De estos, sólo 4 están en producción y los demás han sido abandonados temporal o definitivamente por diversas causas, entre ellas por taponamiento por parafinas.

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad entre 30 y 42 °API. La información conocida de presiones es demasiado pobre; se tiene reportada una presión inicial de 810 psi en la Zona B y 3000 psi en la Zona C. La máxima producción fue de 1771 BOPD alcanzada en noviembre de 1961. A diciembre de 2005 se han extraído 8.582 MMBls de aceite. El mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución.

El sistema de producción actual es de levantamiento artificial por bombeo mecánico en la totalidad de los pozos productores, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías y varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo. En superficie, las facilidades no se están utilizando porque las tuberías están taponadas o rotas; por tanto el crudo va a un tanque instalado (Figura 22) o a una trampa y periódicamente el camión chupa anchas recoge lo producido.

De acuerdo con el comportamiento histórico de la producción del total de los pozos del campo (Figura 23), las tendencias de declinación observadas, a las posibles tasas de producción al momento de reactivar cuando menos los cinco pozos con mejores expectativas desde el punto de vista de producción, sumado a los pozos actualmente activos y asumiendo un comportamiento optimista mediante un control y mantenimiento adecuado de los problemas de parafinas, se podría esperar una producción total de alrededor de 500 Mil barriles de aceite en un lapso de 10 años a una tasa promedio de 135 Bls/Día⁴

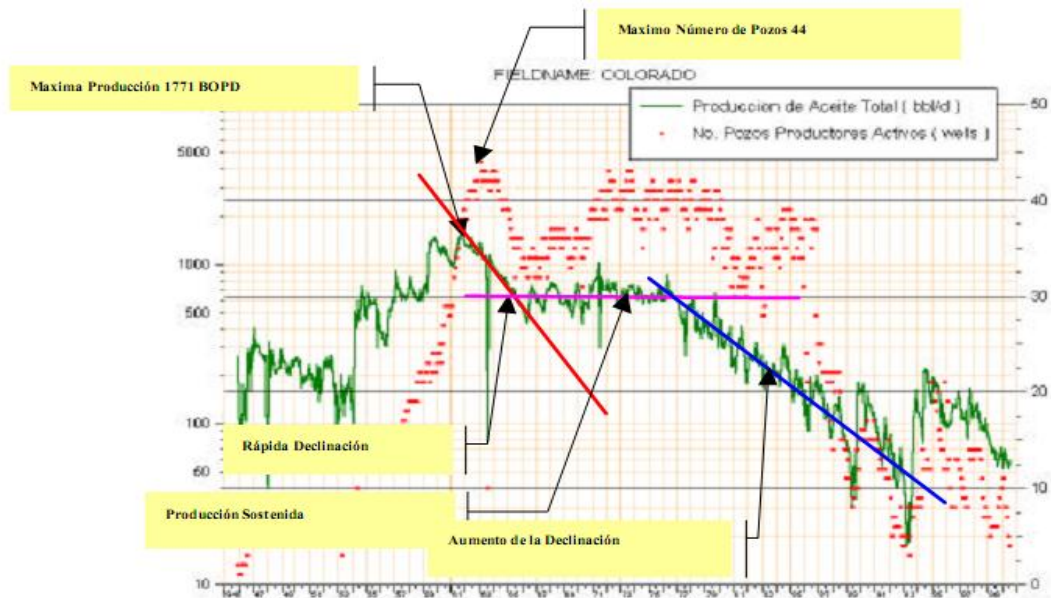
⁴ Ariza Leon, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado. Tesis de magister en ingeniería de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físicoquímicas, 2008. p 48.

Figura 22. Estación N°4 Campo Colorado.



Fuente: ECOPETROL .Diagnóstico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia Centro Oriente. Diciembre de 2003.

Figura 23. Historia De Producción del Campo Colorado.

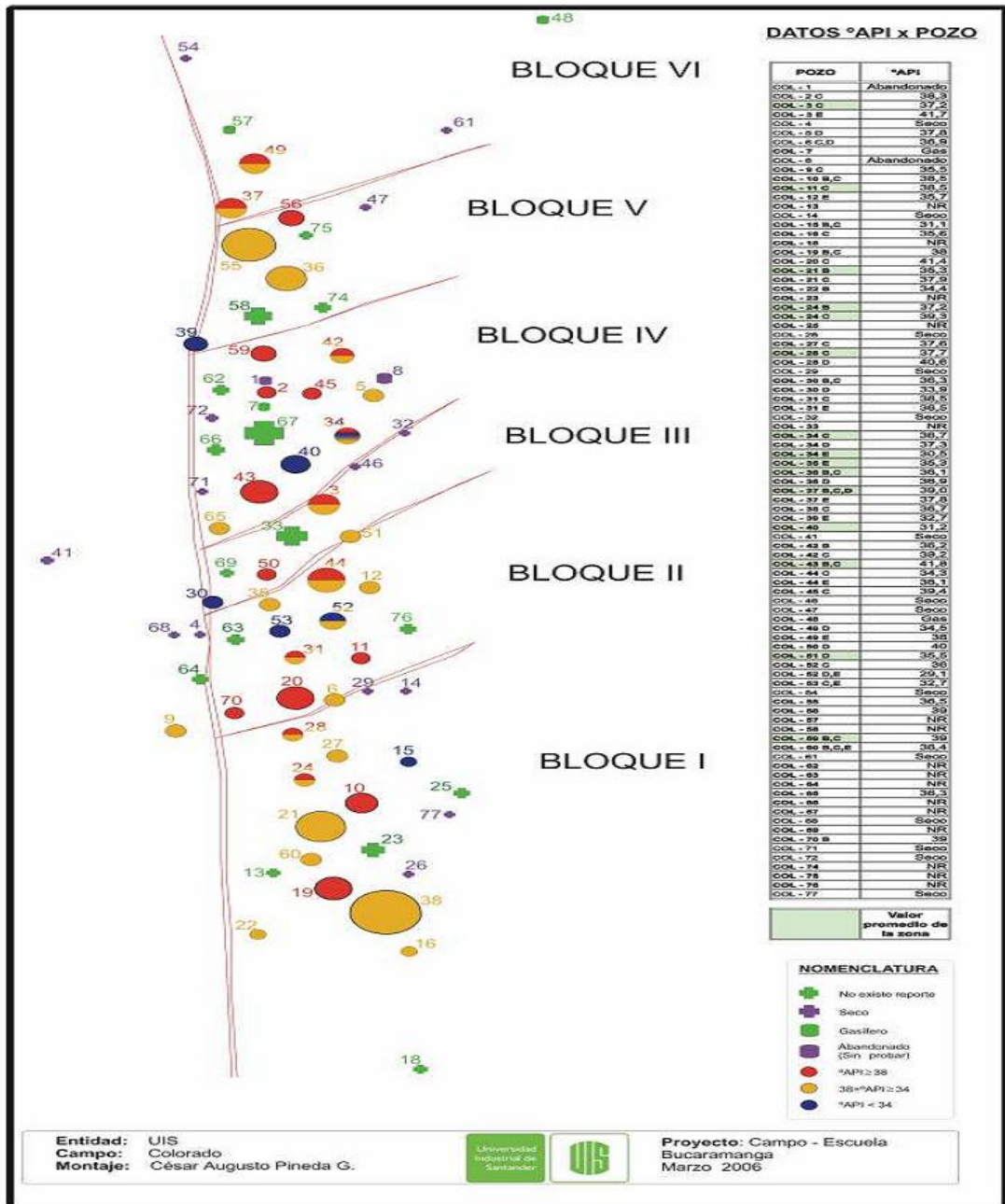


Fuente: ECOPETROL .Diagnóstico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia Centro Oriente. Diciembre de 2003.

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 42 °API a lo largo de toda la estructura, lo cual de acuerdo a sus características ha sido dividida en seis (6) bloques (Figura 24). Se debe resaltar que algunos de los pozos registran inclusive tres valores diferentes de API en profundidad y que los sectores intermedios entre las zonas productoras no reportan ningún resultado favorable, es decir, no registran continuidad vertical. Este mapa de la gravedad °API del crudo, da una idea de la posible variación de otras características de los fluidos, el cual está soportado con dos tesis de pregrado⁵.

⁵ Ibid., p. 49.

Figura 24. Mapa Distribución de °API - Campo Colorado.



Fuente: Ariza Leon, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo Colorado. Tesis de magister en ingeniería de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físicoquímicas, 2008.

2.1 CARACTERISTICAS GENERALES DEL YACIMIENTO

Las principales arenas productoras en el campo se han denominado como "Arenas B" y "Arenas C", siendo los pozos completados en forma independiente o algunas en conjunto. También se tienen como horizontes productores las "Arenas D" y las "Arenas E" pero con muy bajas producciones.

El Campo Colorado tiene una muy baja producción de agua en su comportamiento histórico, siendo esto típico de un campo con una influencia mínima o nula de algún tipo de acuífero. La producción inicial de los pozos oscila entre 70 a 100 BOPD declinando rápidamente a un promedio de 10 BOPD en un espacio de tiempo de tres a seis años.

El petróleo del Campo Colorado se extrae principalmente de la Formación Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositada en un sistema fluvial meándrico (Figura 25). La trampa está conformada por un anticlinal alargado en dirección norte-sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido N-S y que buza hacia el este y dividido en siete bloques por fallas satélite SW-NE.

En la Tabla 3 se presentan los principales datos de yacimiento de arena B y C de la formación mugrosa.

Formación Mugrosa (Oligoceno – Mioceno inferior)

La Formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1.396 a 6000 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos (Rubiano, 1995). Para Suárez (1996), ésta formación corresponde a la denominada tectonosecuencia 2 cuyo tope esta marcado

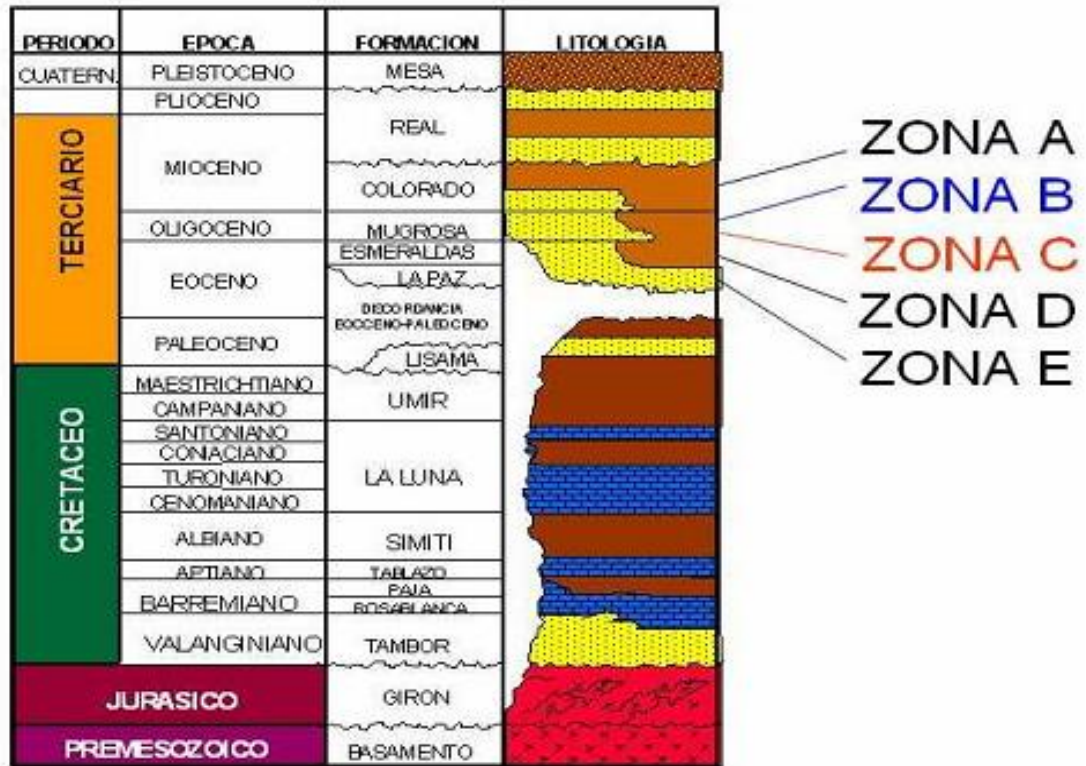
por un nivel arcilloso rico en fósiles de agua dulce, restos de reptiles, peces y mamíferos que se conoce como el “Horizonte fosilífero de Mugrosa”.

Tabla 3. Datos Básicos de Yacimiento (formación mugrosa).

CARACTERISTICA	UNIDADES	ARENA B	ARENA C
Presión estática *	psi	900	3000
Temperatura de Yacimiento	°F	114	174
API promedio	°API	41,2	39,7
Sg Gas en Separador	Fracción (vol)	0,958	0,937
Presión de burbuja	psia	648	2078
Viscosidad a Pb	Cp	1,64	0,462
Bo a Pb	Rb/Stb	1,091	1,401
Rs a Pb	Scf/Stb	140	648
Profundidad promedia	ft	1700	3500
Aceite original	MM Bls	20	37,3
Porosidad Promedio	%	13,2	17,6
Espesor promedio arena	ft	22,5	33,6
Área	Acres	634	1083
Producción Prom. / pozo perforado	M Bls	112	
Espaciamiento / pozo	Acres	20 - 30	
Reservas Remanentes	M Bls	100 - 200	
Factor de Recobro	%	14,83	
Pozos perforados		75	
Pozos activos		21	
Pozos Produciendo		7	
Pozos cerrados		54	

Fuente: ECOPELROL .Diagnóstico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia Centro Oriente. Diciembre de 2003.

Figura 25. Columna estratigráfica generalizada del VMM.



Fuente: Pineda, Cesar Augusto. Primer informe servicio de producción bajo riesgo para un campo menor de la Gerencia Regional Magdalena. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2006

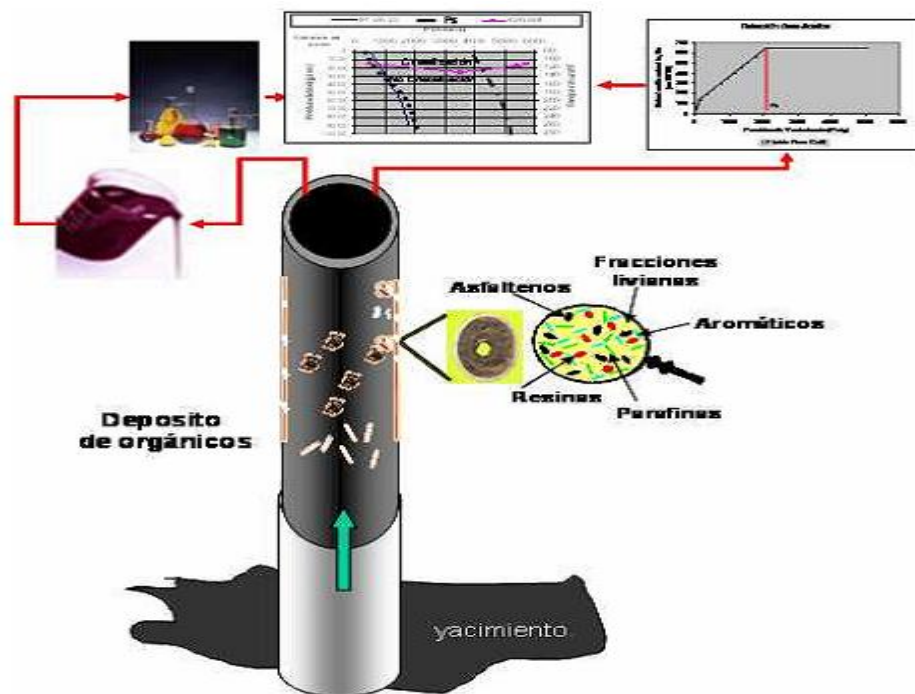
2.2 PROBLEMA DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO

En el Campo Colorado el principal problema operativo desde los inicios de la vida productiva de este ha sido la depositación de parafinas, generada básicamente por la reducción de temperatura y presión de los fluidos a lo largo de los procesos de extracción y recolección la cual ha causado taponamiento de líneas, bajas en la producción y hasta abandono de pozos. La disminución en la tasa de producción de un pozo es posible por factores tales como el detrimento o no efectividad del método de levantamiento artificial, la reducción del índice de productividad o del factor de completamiento, el incremento del daño de

formación como resultado de cambios físicos en los alrededores de la cara del pozo causantes de depositación de parafinas debido a cambios en la presión en las proximidades de la cara del pozo lo que conlleva a un cambio notorio en las curvas IPR e identificando ese daño cualitativamente, aumento del GOR lo que conlleva proporcionalmente la disminución en el Rs, % agua u otras condiciones de yacimiento (Figura 26).

La declinación en la producción en los pozos del Campo Colorado (promedia de 15% anual), se debe principalmente al problema de depositación de parafinas⁶.

Figura 26. Problemas y caracterización debido a la depositación de orgánicos.



Fuente: Ariza Leon, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado. Tesis de magister en ingeniería de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas, 2008.

⁶ Ibid., p. 54.

Este problema se ha tratado de solucionar mediante el método remedial de inyección de aceite caliente en las líneas de superficie, Cambios de tubería parafinada, limpieza de tubería parafinada y baches de químicos por el anular del pozo recirculados a través del equipo de subsuelo.

Sin embargo, de acuerdo a algunos estudios realizados por parte del Instituto Colombiano del Petróleo para campos cercanos al área de Colorado y con características semejantes respecto al problema de parafinas, la inyección de aceite caliente durante el pasado sin tener en cuenta características propias del crudo, puede ser la responsable de la actual baja productividad de los pozos por generar precipitación y/o depositación de parafinas directamente en la cara del pozo causando posible daño a la formación.

Mientras no se tenga claridad sobre las condiciones y características de la precipitación y depositación de parafinas, cualquier método preventivo o correctivo que se implemente será una solución temporal y con desconocidas consecuencias que pueden afectar la vida productiva futura del yacimiento.

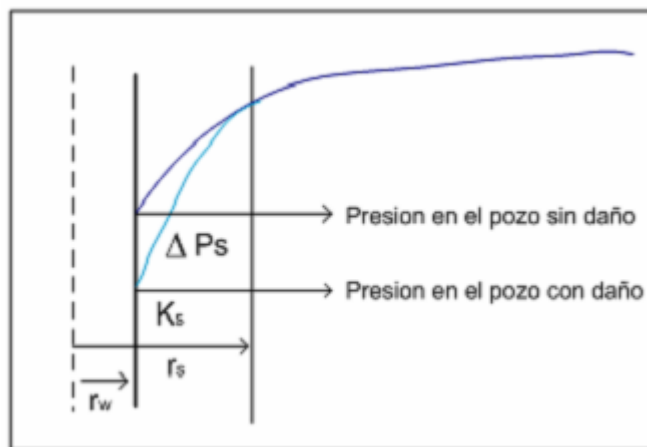
3. ESTIMACIÓN CUALITATIVA DEL DAÑO A LA FORMACIÓN CAUSADO POR LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS CAMPO COLORADO ARENA B.

3.1 DEFINICIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño a la formación es la reducción de la permeabilidad en la roca del yacimiento que se puede presentar en cualquier etapa de desarrollo y/o explotación de un pozo, debido a mecanismos de interacción entre el fluido invasor con la roca y/o con los fluidos del yacimiento. El daño a la formación se presenta en las inmediaciones del pozo y su radio de invasión depende de las características de la formación.

Hay que diferenciar entre la profundidad del daño y el radio de daño. El radio de daño (sin corregir), es la distancia medida desde el centro del pozo. La profundidad de daño se mide a partir de la cara del pozo. Esta zona puede tener una permeabilidad menor que el resto del yacimiento que actúa como un factor de daño (S), cuyo efecto es ocasionar una caída de presión adicional (ΔP_s) proporcional a la tasa de producción (ver figura 27).

Figura 27. Efecto del daño en un pozo con factor de daño positivo.



Fuente: Apuntes de Pruebas de Presiones, Samuel Fernando Muñoz.

La caída de presión a través de la zona alterada (ΔP_s) es la diferencia entre la presión actual del pozo fluyendo, y la que presentaría si no existiese el daño.

3.2 CAUSAS DE DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño a la formación se presenta durante cualquiera de las etapas de desarrollo de un pozo y explotación del yacimiento. Cada operación presenta un mecanismo específico de generación de daño. A continuación se mencionará algunas operaciones causantes del daño a la formación:

- **Perforación.**
- **Cementación.**
- **Completamiento y estimulación.**
- **Cañoneo.**
- **Acidificación.**
- **Fracturamiento.**
- **Workover.**
- **Recuperación secundaria.**

En este trabajo de investigación se hará énfasis en el tipo de daño causado por la precipitación de parafinas, los detalles de la depositación y precipitación de estas se han presentado en detalle en el capítulo 1.

3.3 IDENTIFICACION DE LA DISMINUCIÓN EN LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO

Para esta parte del trabajo se tuvo en cuenta la totalidad de los 77 pozos perforados en el campo Colorado. Se logro revisar los archivos de pozo de cada uno de ellos, para al final trabajar con aquellos pozos que tuvieron producción de aceite, y que en el archivo de pozo reportaron algún tipo de tratamiento para

mejorar su productividad, quedando así un total de 54 pozos para analizarlos uno a uno de la siguiente manera:

- 1) Tomar el archivo de producción desde el inicio hasta el último reporte del año 2006.
- 2) Revisar si dicho archivo tiene datos reportados de: producción de agua, aceite, gas y qué tratamientos fueron hechos para mejorar productividad hasta dicha fecha.
- 3) Ubicar cada tratamiento en la historia de producción de cada pozo. Como lo muestra la tabla 4 con el ejemplo del pozo Col-59. Para la información de los demás pozos se creó una base de datos en forma digital la cual se entrega a Campo Colorado junto a este trabajo.
- 4) Generar una eficiencia de flujo (E.F) (N° valores por mes de la producción de aceite después del tratamiento / N° valores por mes de la producción de aceite antes del tratamiento), y una curva de comportamiento de producción en cada tratamiento realizado en la historia de producción de cada pozo de la siguiente manera: tomar 6 o menos valores de producción de aceite por mes reportados antes y después de cada tratamiento. (ver Figura 28).

El criterio de seleccionar 6 meses con valores de aceite producido antes y después de cada tratamiento se debe a que dentro de este intervalo de tiempo se notó que el caudal de aceite se estabilizó, para efectos de este trabajo se considera “tratamiento” a todo aquel trabajo que se realice en un pozo con el fin de aumentar la productividad.

Tabla 4. Ubicación de tratamientos en la historia de producción.

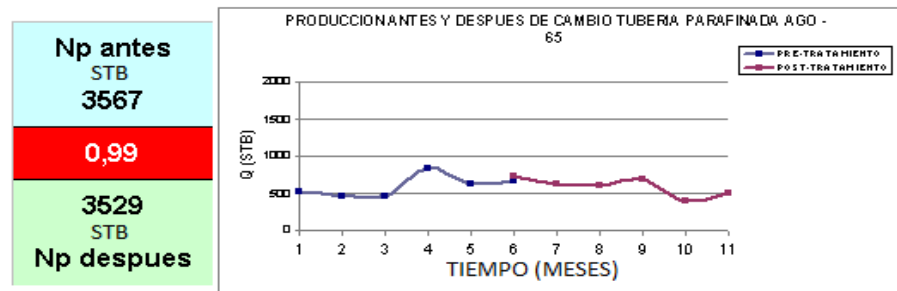
UNIQUEID	Date	OILP
COLO0059:CB	feb-65	519
COLO0059:CB	mar-65	465
COLO0059:CB	abr-65	465
COLO0059:CB	may-65	837
COLO0059:CB	jun-65	630
COLO0059:CB	jul-65	651
COLO0059:CB	ago-65	699
COLO0059:CB	sep-65	720
COLO0059:CB	oct-65	620
COLO0059:CB	nov-65	600
COLO0059:CB	dic-65	682
COLO0059:CB	ene-66	403
COLO0059:CB	feb-66	504

CAMBIO TUBERIA PARAFINADA

COLO0059:CB	feb-67	280
COLO0059:CB	mar-67	372
COLO0059:CB	abr-67	330
COLO0059:CB	may-67	395
COLO0059:CB	jun-67	360
COLO0059:CB	jul-67	217
COLO0059:CB	ago-67	36
COLO0059:CB	sep-67	67
COLO0059:CB	oct-67	217
COLO0059:CB	nov-67	240
COLO0059:CB	dic-67	310
COLO0059:CB	ene-68	279
COLO0059:CB	feb-68	348

RECAÑONEO

Figura 28. Eficiencia de flujo y curva de comportamiento de la producción acumulada en cada tratamiento realizado en la historia de producción de cada pozo. Pozo Col-59.



En la figura 28 se observa que en el mes N° 6 está ubicado el tratamiento realizado y también se observa el comportamiento de la producción antes y después de este evento. Para complementar el análisis de la disminución de la producción y poder asociarla a la precipitación de parafinas, se graficaron valores de aceite producido, agua producida, GOR añadiendo cada tratamiento hecho durante la vida productiva del pozo (ver Figura 29).

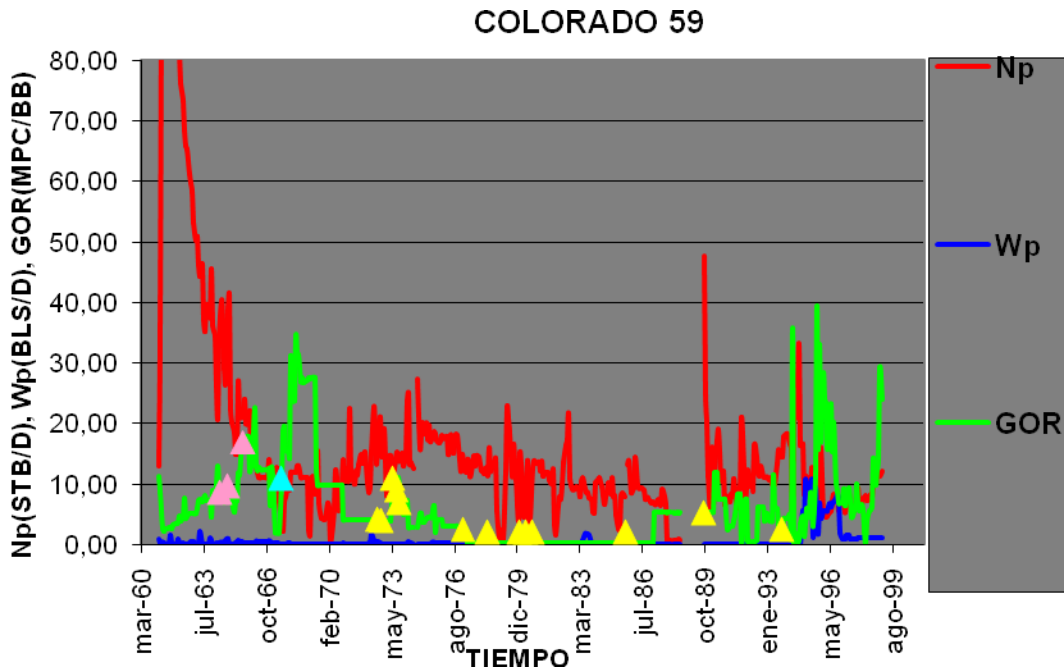
En el presente trabajo se decidió ubicar los tratamientos hechos en el pozo durante la vida de producción en la curva GOR vs. Tiempo, ya que esta variable incide en la precipitación de parafinas, para así complementar el análisis a la disminución de la producción.

Los tratamientos tenidos en cuenta son:

- ✓ Fracturamiento
- ✓ Recañoneo
- ✓ Cambio tubería parafinada
- ✓ Inyección aceite caliente
- ✓ Estimulación ácida.

Para resaltar: el tratamiento *cambio de tubería parafinada* se fusiono con remoción de parafina puesto que en los archivos no es muy claro ya que no se especifica si se saca la tubería y se cambia o se remueve la parafina con una herramienta mecánica

Figura 29. Producción de aceite, agua, GOR y ubicación de tratamientos durante la vida productiva del pozo.



Los puntos que coinciden con la disminución de la productividad del campo debido a la precipitación de parafinas son:

1. Posterior a la implementación de un trabajo ya sea de remoción mecánica, o trabajos que se encargan de remediar el problema de la precipitación de parafina en la tubería de producción, se notó en la mayoría de los casos hubo un considerable aumento en la producción por poco tiempo, y posterior a esto una notable decaída en la producción, como conclusión a este punto lo que se está removiendo es parafina.

2. En la revisión hecha a los archivos de pozo, se encontró que en los cambios de tubería cuando se extrajo esta, se reporto que en su interior había depositación de parafina, y por su puesto adherida a la pared de la tubería. Como conclusión a este punto la disminución en el diámetro de la tubería, y en la producción es consecuencia a la cristalización y depositación de la parafina en las paredes de la tubería.

3.3.1 Comparación del crudo Colorado respecto a siete crudos parafínicos Venezolanos. En el trabajo desarrollado para la SPE International⁷, se muestra una metodología experimental para la caracterización y el control de depósitos de parafina, orientado hacia la identificación de "una medida" preventiva o tratamientos remediales. Esta explica que la selección correcta de un tratamiento de prevención, evitará extremadamente costos y un ineficiente procedimiento a partir de "prueba y error", e incluso daños severos debido a la formación de parafina depositada en el yacimiento consecuencia de la precipitación de los componentes más pesados de parafina contenidos en el crudo, después de operaciones incorrectas, como el tratamiento "calentamiento del crudo".

La estrategia diseñada experimental se inicia con el análisis del depósito, que incluye la separación física preliminar de los componentes orgánicos e inorgánicos. La caracterización de la fracción orgánica, en términos de sus componentes de hidrocarburos, permite discriminar entre parafina y asfaltenos.

Una vez que el problema de depositación de parafina se identifica, se lleva a cabo la caracterización del crudo, y se encontró que las fracciones livianas parafínicas junto con una curva de distribución de número carbono de forma multimodal, son responsables de mantener el crudo bajo buen punto de fluidez suficiente, incluso a altas concentraciones de parafinas pesadas.

⁷ Garcia, Maria del Carmen. Paraffin Deposition in Oil Production. 13-18 Febrero, 2001. SPE 64992, PDVSA-Intevep

Como se observa en la Tabla 5, en la Tabla 6 y con base en la caracterización del crudo colorado realizada por Ariza ⁸ en el año 2008, se realizó una comparación del porcentaje de C₂₄⁻, (pozo colorado 25 con 61% aproximadamente en peso), como se puede ver en el Tabla 7, y se clasificó al crudo del Campo Colorado en el tipo de crudos de referencia II (61 a 69 Wt%), gracias a la similitud sustancial existente entre el crudo tipo II y el crudo Colorado.

Con base en esta comparación se afirma que el crudo del Campo Colorado presenta una respuesta favorable ante aditivos (inhibidores), disminuyendo su punto de fluidez.

Tabla 5. Caracterización de los crudos referencia.

Type	Crude	Wax (Wt %)	C ₂₄ ⁻ (Wt %) ^a	Pour Pont (°C)	Gravity @ 60°F (°API)
I	M-4	49.35	37	45	35.5
	N-9	40.34	48	39	37.2
	N-4	52.77	23	37	42.5
	N-6	46.46	18	48	32.6
II	G-8	25.35	62	33	43.3
	O-7	33.14	61	39	41.8
	N-1	23.62	69	36	41.1

Ubicación fluido
Campo Colorado

Fuente: Garcia, Maria del Carmen. Paraffin Deposition in Oil Production. 13-18 Febrero, 2001. SPE 64992, PDVSA-Intevp. p. 6

⁸ ARIZA. Op. Cit.,

Tabla 6. Variación de punto de fluidez en crudos con alguna presencia de inhibidores de parafina.

Type	Crude	Additives									
		A2	A75	2B	B1	B5	C3	C9	D7	Q7	P3
I	M-4	0	+3	0				0			
	N-9							-3	0	0	
	N-4							-3			
	N-6						+3	+3	+3		0
II	G-8	-6		10	0	0		18	0	0	
	O-7							-5	-9		+5
	N-1								-15		

Ubicación fluido
Campo Colorado

Fuente: Garcia, Maria del Carmen. Paraffin Deposition in Oil Production. 13-18 Febrero, 2001. SPE 64992, PDVSA-Intevep. p. 7

Tabla 7. Composición de las arenas B (Fluido Colorado 25).

Componentes	Wt %	Mol %	MW	Densidad a 60 °F (g/cc)
N2	0,0016	0,0090	28,01	0,808
CO2	0,0012	0,0043	44,01	0,827
C1	1,7747	17,2441	16,04	0,300
C2	1,1674	6,0508	30,07	0,356
C3	1,7405	6,1511	44,1	0,508
iC4	0,5664	1,5189	58,12	0,563
nC4	1,2945	3,4715	58,12	0,584
iC5	0,8187	1,7685	72,15	0,625
nC5	0,9925	2,1439	72,15	0,631
C6	1,8278	3,3914	84	0,685
C7	3,0044	4,8778	96	0,722
C8	3,8181	5,5615	107	0,745
C9	3,9235	5,0538	121	0,764
C10	3,6783	4,2784	134	0,778
C11	3,2389	3,4341	147	0,789
C12	2,9591	2,8646	161	0,800
C13	3,2980	2,9372	175	0,811
C14	2,9710	2,4372	190	0,822
C15	3,0575	2,3133	206	0,832
C16	2,7161	1,9069	222	0,839
C17	2,5292	1,6633	237	0,847
C18	2,5866	1,6061	251	0,852
C19	2,5317	1,5004	263	0,857
C20	2,2760	1,2899	275	0,862
C21	2,0542	1,1002	291	0,867
C22	2,0287	1,0367	305	0,872
C23	1,9195	0,9408	318	0,877
C24	1,7230	0,8113	331	0,881
C25	1,6576	0,7488	345	0,885
C26	1,5971	0,6934	359	0,889
C27	1,5932	0,6639	374	0,893
C28	1,5524	0,6236	388	0,896
C29	1,3167	0,5105	402	0,899
C30+	31,2161	8,3885	580	1,059
Benzeno	0,1445	0,2884	78,1	0,884
Tolueno	0,4235	0,7160	92,2	0,872

Fuente: Ariza Leon, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo Colorado. Tesis de magíster en ingeniería de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físicoquímicas, 2008.

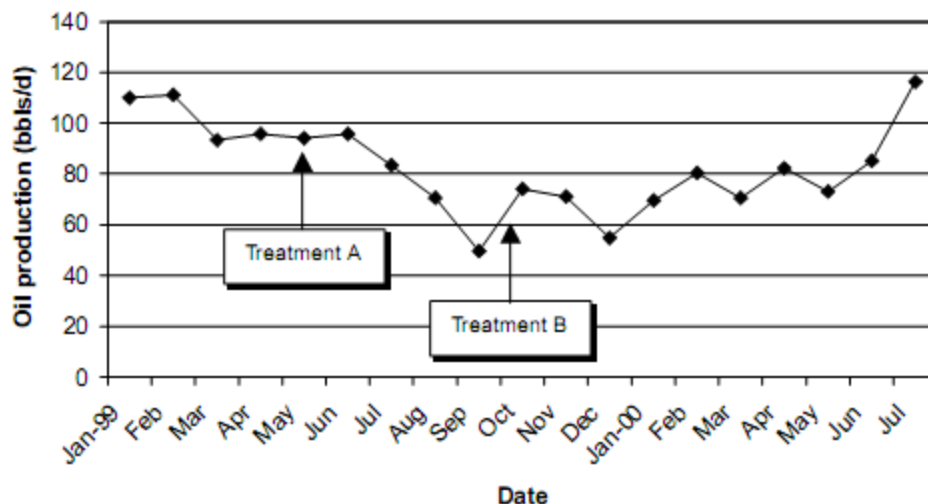
La historia de producción, junto a la estimulación química del yacimiento venezolano al cual se le hizo el estudio comparativo se muestra en la figura 30.

En el tratamiento A, realizado antes de este estudio, se llevó a cabo con la utilización de un aditivo ineficiente, como se demuestra por un descenso en la producción de petróleo después de la inyección de este producto. El tratamiento B, se realiza cuando la producción alcanzó su valor mínimo (50 barriles / día, en

Septiembre de 1999), se incluyó un mejor aditivo, el cual elevó la tasa de producción durante los últimos 10 meses

Todo esto se realiza para corroborar que la disminución de productividad en el campo Colorado, se debe a la precipitación de parafinas y a malos diagnósticos de los tratamientos realizados en este campo

Figura 30. Historia de producción y estimulación del yacimiento venezolano M-2 desde enero de 1999 a julio del 2000.



Fuente: Garcia, Maria del Carmen. Paraffin Deposition in Oil Production. 13-18 Febrero, 2001. SPE 64992, PDVSA-Intevep. p. 10

3.3.2 Dimensionamiento del análisis en la disminución de la productividad. El Campo Colorado cuenta con una buena campaña en densidad de tratamientos durante la vida productiva del yacimiento, esto para solucionar el problema de precipitación de parafinas, con el que cuenta el campo, los tratamientos hechos en el campo se clasificaron anteriormente y para esta parte del trabajo trabajo se dividieron en dos partes:

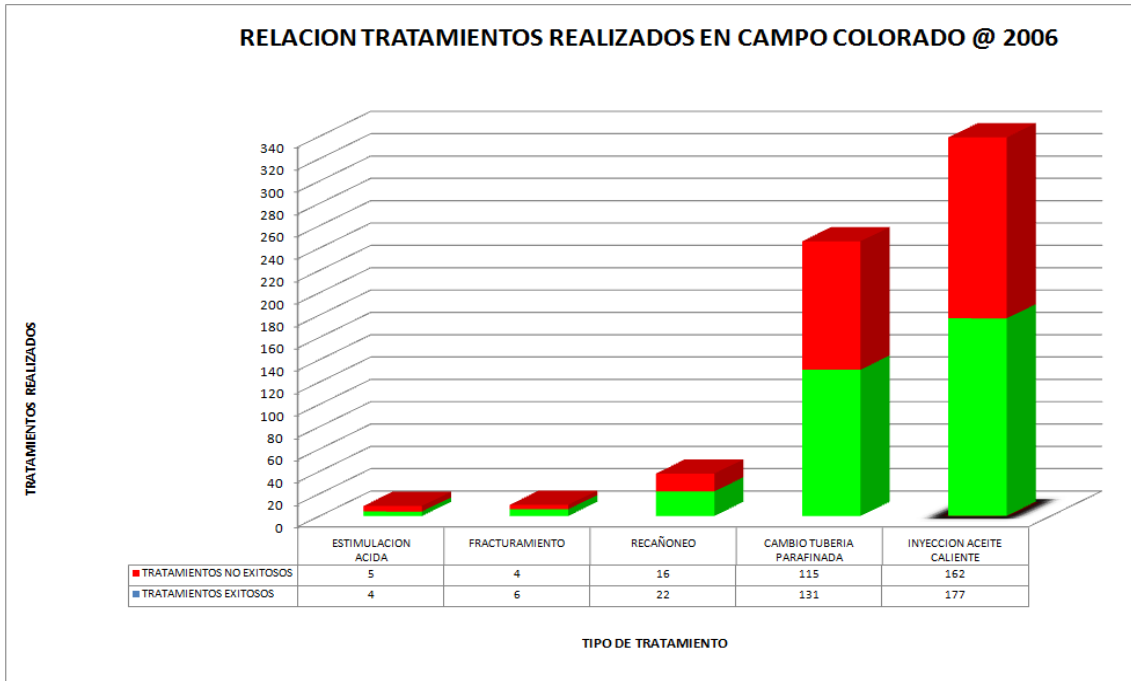
- ✓ EXITOSOS: Son tratamientos realizados en cualquiera de los 54 pozos analizados del campo Colorado, y que tienen una eficiencia de flujo mayor a 1.
- ✓ NO – EXITOSOS: Son tratamientos realizados en cualquiera de los 54 pozos analizados del campo Colorado, y que tienen una eficiencia de flujo menor a 1.

En la Tabla 8 y en la Figura 31 se muestra el real dimensionamiento de la campaña en densidad de tratamientos realizados al campo, la información registrada hasta el 2006 del campo Colorado se analizó y se evaluó en la presente investigación.

Tabla 8. Trabajos exitosos y no - exitosos realizados en el campo Colorado.

	ESTIMULACION ACIDA	FRACTURAMIENTO	RECAÑONEO	CAMBIO TUBERIA PARAFINADA	INYECCION ACEITE CALIENTE	TOTAL
<i>EXITOSOS</i>	4	6	22	131	177	340
<i>NO EXITOSOS</i>	5	4	16	115	162	302
<i>TOTAL</i>	9	10	38	246	339	642

Figura 31. Relación de tratamientos realizados en el campo colorado.



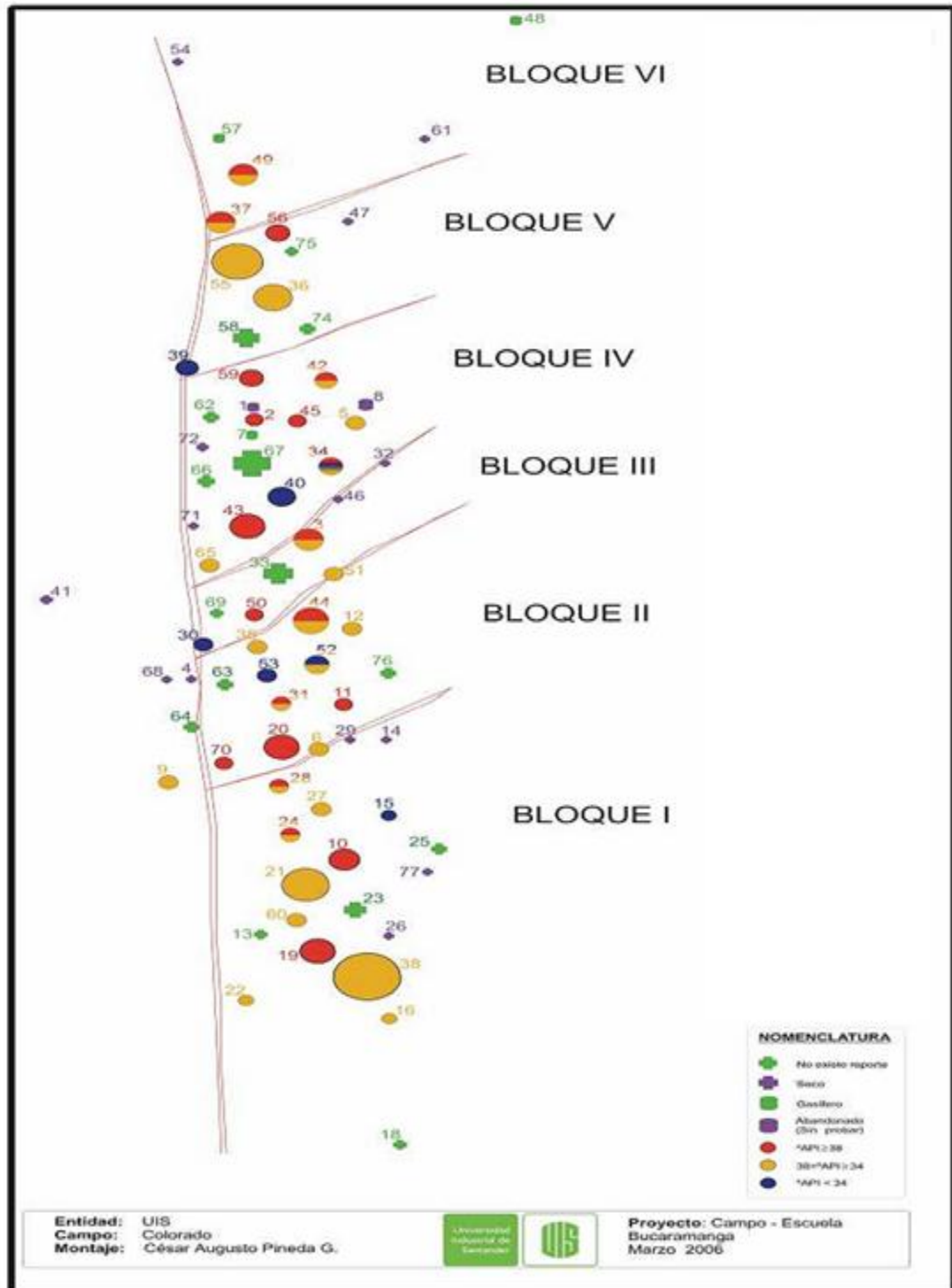
La anterior figura, muestra claramente una mayor densidad en tratamientos de cambio tubería parafinada e inyección de aceite caliente, siendo este ultimo el que tiene mayor numero en tratamientos, lo que corrobora que la disminución de la productividad en el campo, esta asociada a la precipitación y cristalización de parafinas, ya que este tipo de trabajos se realizan en campos que tienden a tener características de crudos saturados y parafínicos.

En las Figuras 32, 33 y 34 se muestra los mapas de superficie del campo Colorado por densidad de tratamientos exitosos y no – exitosos.

En cada mapa se observa la densidad de tratamientos por pozo, dando a conocer las zonas donde hay mayor densidad de tratamientos que en otras zonas, y es característico por tener diferente color y tamaño en la ubicación de cada pozo.

Se puede concluir, que el crudo tiene igual característica en todo el yacimiento, puesto en gran parte de este se adelantaron campañas de diferente tipo de tratamientos, para retornar a una buena producción de cada pozo. Además este análisis permite afirmar que la disminución de la productividad, se debe a que el crudo es parafínico y por cambios termodinámicos llegar a precipitar y depositar, ya sea en el yacimiento, en la tubería de producción o en superficie.

Figura 32. Mapa de superficie – ubicación pozos del campo colorado.



Modificado de: Ariza Leon, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado. Tesis de magíster en ingeniería de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas, 2008.

Figura 33. Mapa de superficie - densidad de tratamientos exitosos.

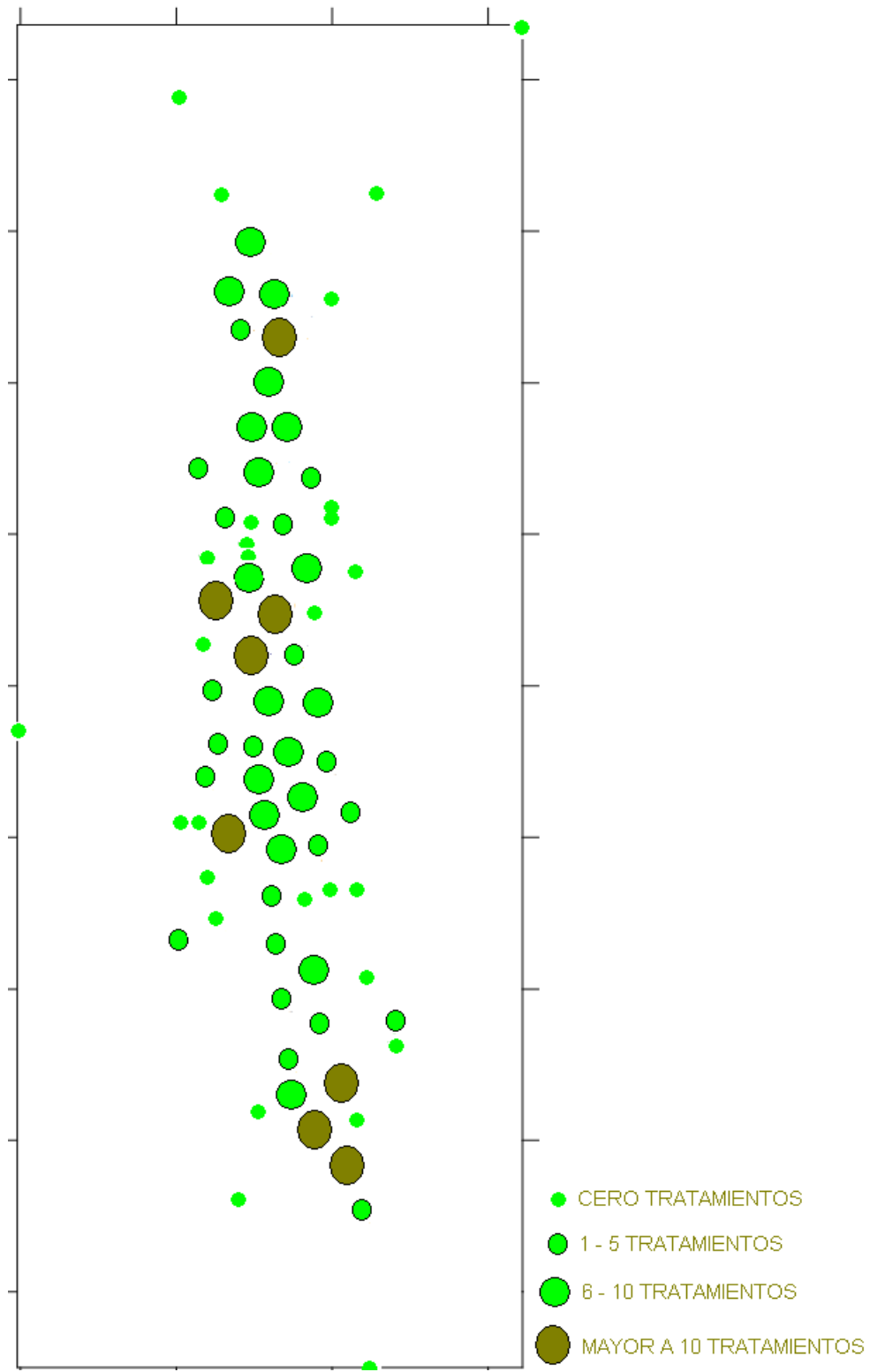
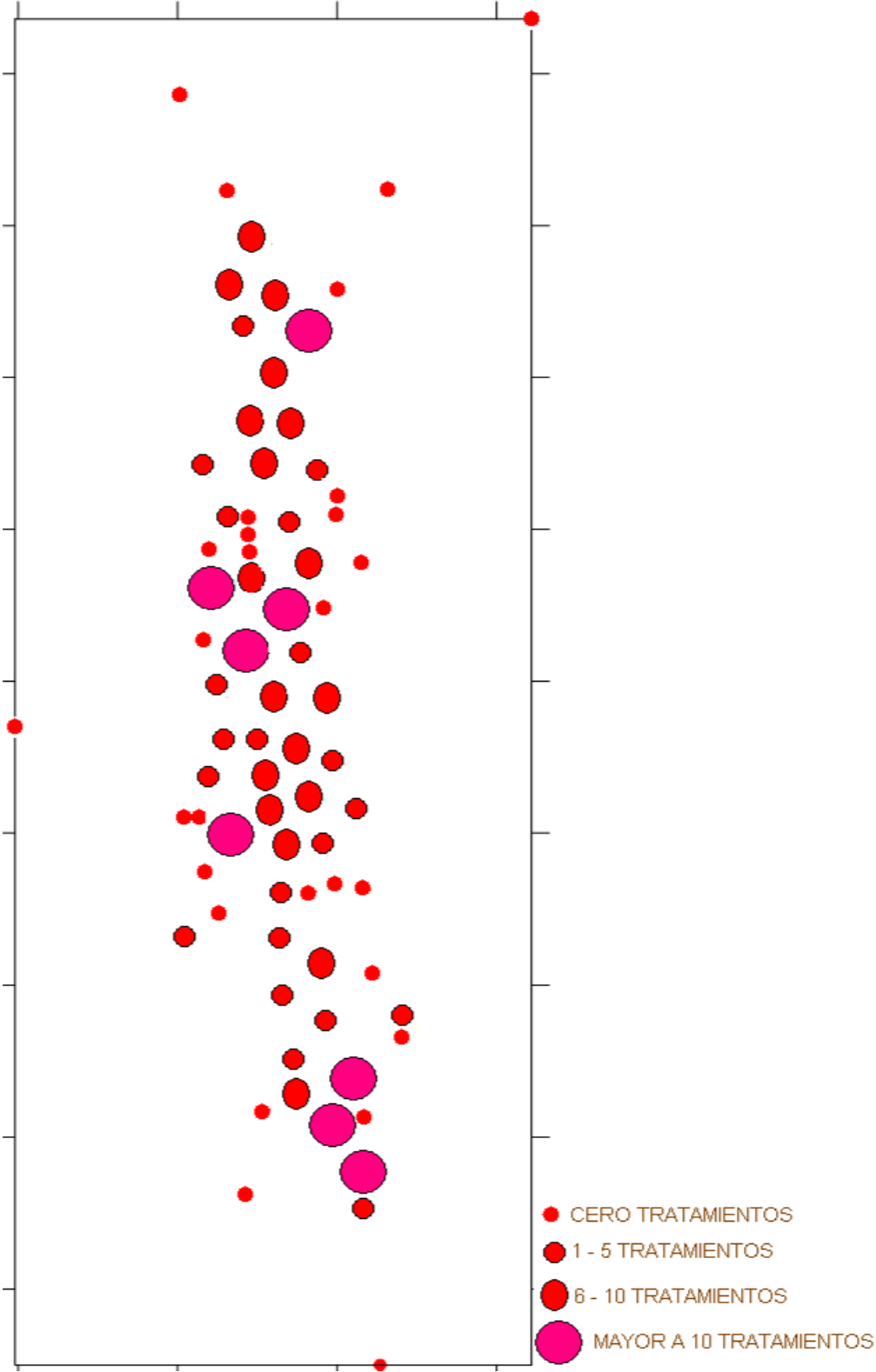


Figura 34. Mapa de superficie – densidad de tratamientos no-exitosos

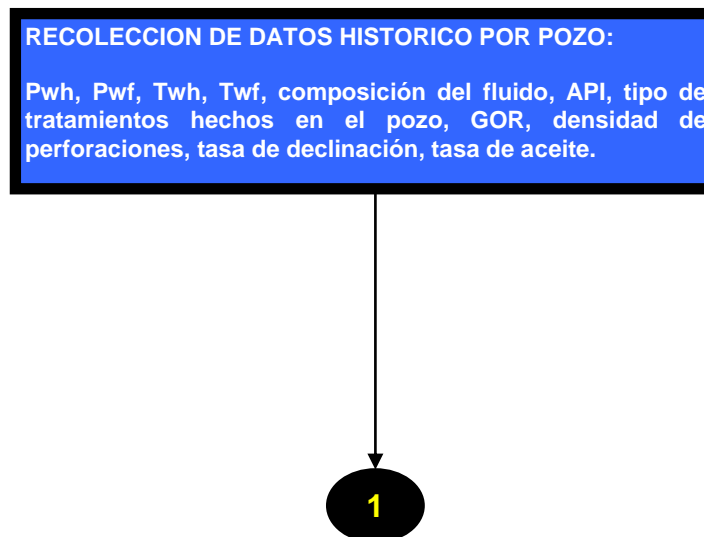


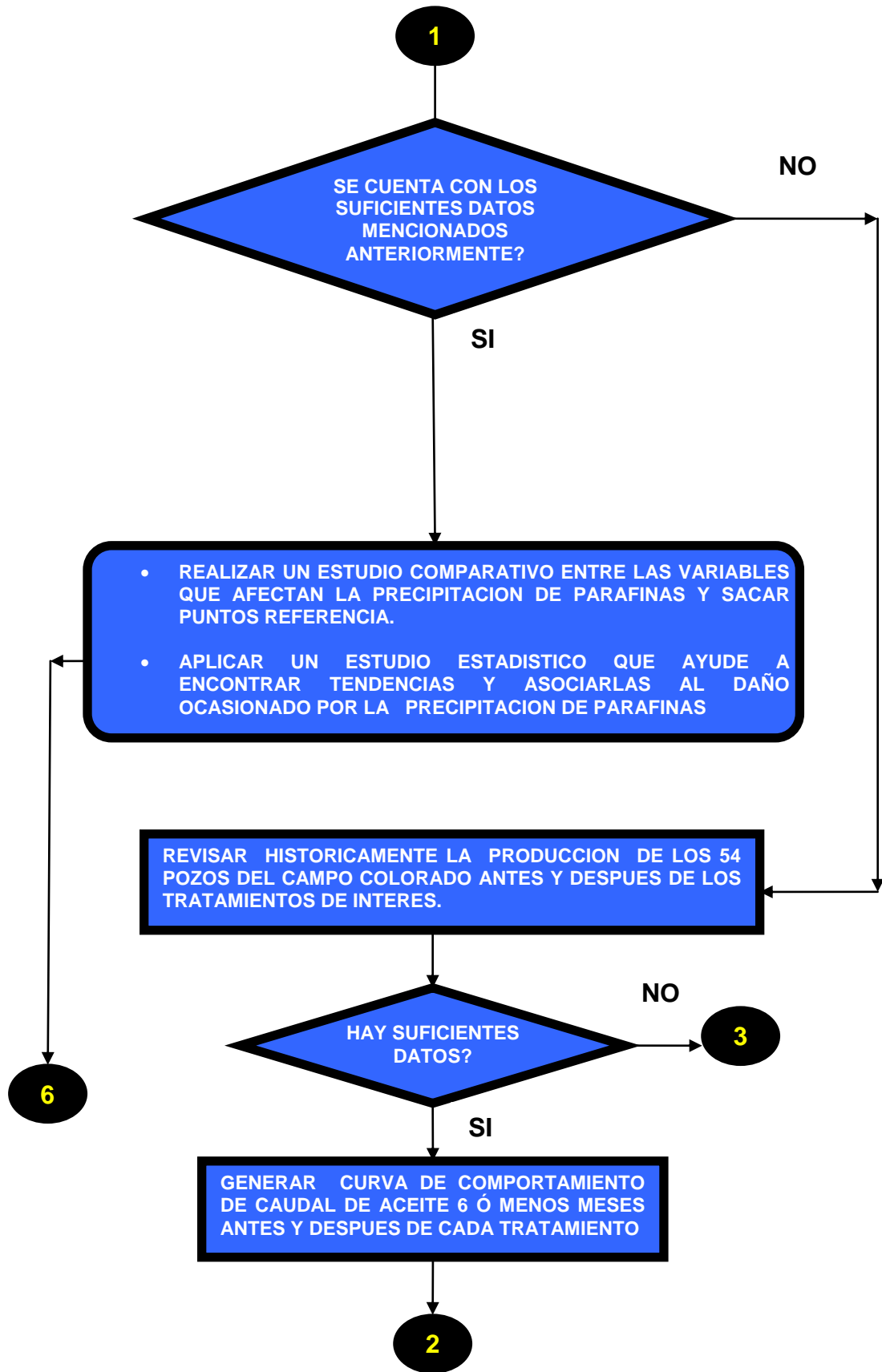
3.4 METODOLOGIA PARA DETERMINAR LA EXISTENCIA DE PRECIPITACION DE PARAFINAS

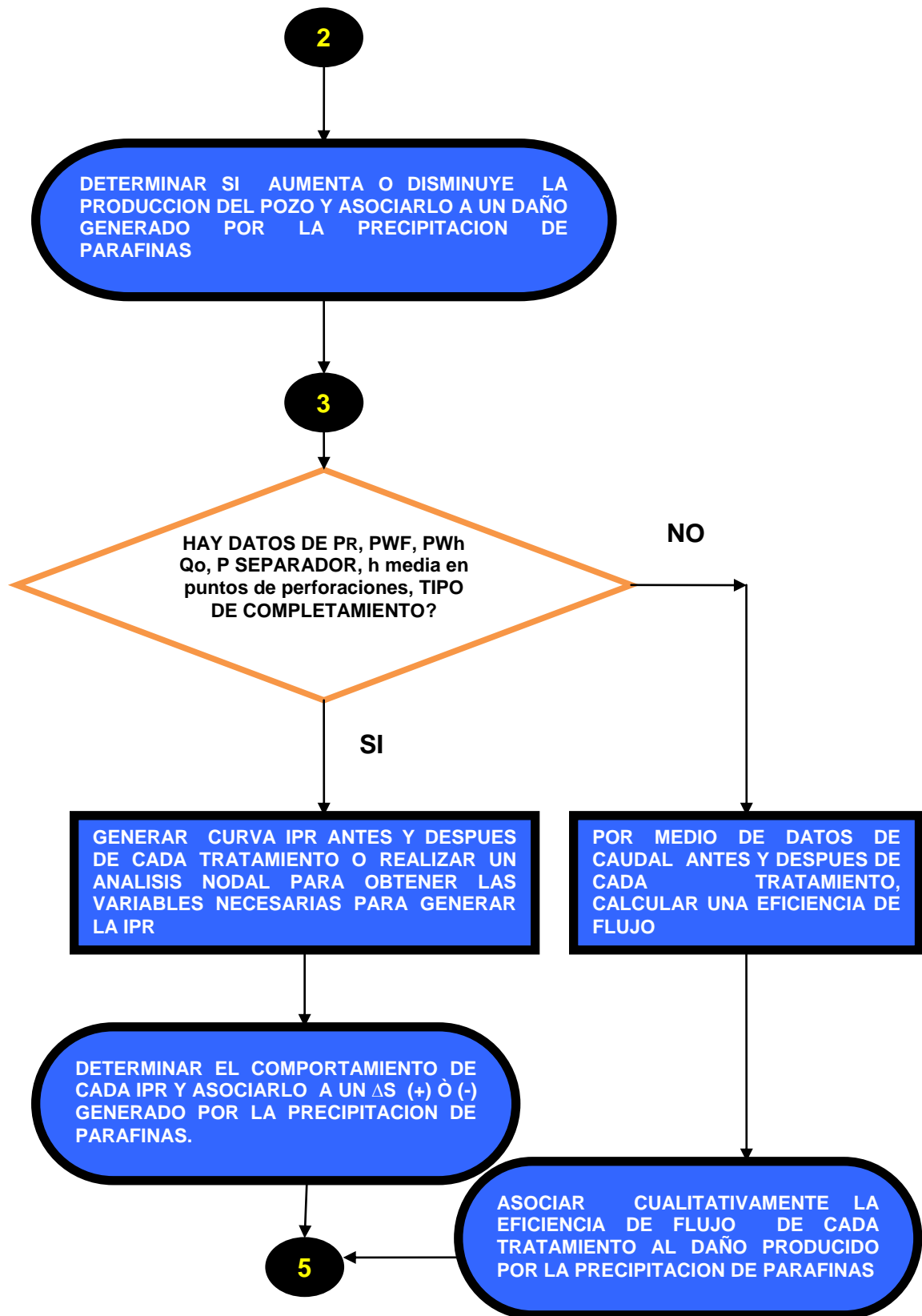
La aplicación de esta metodología fue parte primordial en este trabajo, ya que el campo no cuenta con la información histórica suficiente de las variables principales, que intervienen en la precipitación de parafinas de cada uno de los pozos analizados para poder realizar un estudio comparativo entre ellas, lograr definir tendencias y asociarlas al problema de parafinas con el que cuenta el campo.

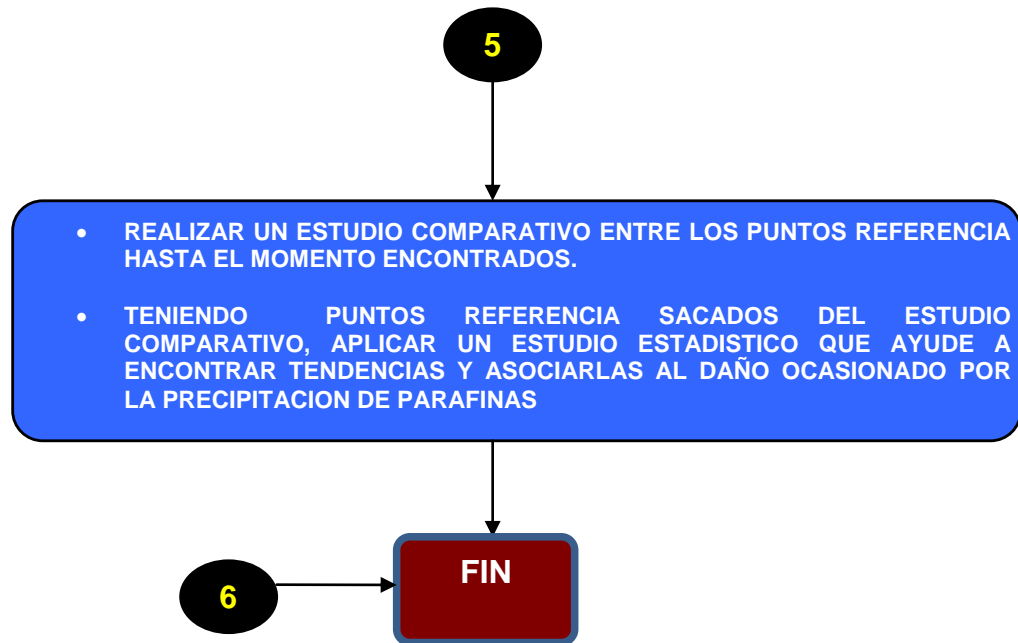
A continuación se muestra la metodología , y las decisiones que se deben tomar con o sin la información de las variables que intervienen primordialmente en la precipitación de parafinas (ver Figura 35), esta metodología se construye con la información reportada en los archivos de cada uno de los pozos del campo en estudio, para poder así determinar el daño cualitativo asociado a la precipitación de parafinas.

Figura 35. Estructuración de la metodología para la determinación del daño cualitativamente asociado a la precipitación de parafinas.









La descripción del diagrama de flujo de la anterior metodología planteada en este trabajo hasta llegar al conector 6 es la siguiente:

1. En la parte de recolección de datos por pozo e histórico solo se encontraron reportes de tipo de tratamiento hecho, para mejorar la productividad, GOR y tasa de aceite, por lo que se paso directamente a la parte de revisión histórica de la producción de aceite en cada uno de los 54 pozos del campo Colorado antes y después de los tratamientos de interés.
2. Generar curvas por pozo del comportamiento del caudal de aceite 6 ó menos meses antes y después de cada tratamiento, esto para evaluar si la disminución en la productividad del campo se debe a precipitación de parafinas.

3. Examinar rigurosamente los archivos de cada pozo para encontrar datos históricos de PR, Pwf, Pwh, caudal de aceite, presión en el separador, altura media en los puntos de las perforaciones, tipo de completamiento, para generar una curva de INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR) antes y después de cada tratamiento, para así garantizar que el daño es asociado a la precipitación de parafinas, pero el campo carece de este tipo de información histórica.
4. Teniendo la dificultad de la carencia de datos para generar IPR`s entre tratamientos, optar por el camino que por medio de datos de caudal antes y después de cada tratamiento, calcular una eficiencia de flujo (tomando valores de caudal de aceite igual ó menores a 6 meses antes y después de cada tratamiento), y así poder asociar ya sea eficiencias mayores o menores a 1 la remoción o la continuidad de un daño asociado a la precipitación de parafinas.
5. Para finalizar, tomar los puntos referencia de las eficiencias de flujo con sus respectivos tratamientos, para poder realizar un estudio estadístico y por medio de este analizar los puntos referencia encontrados, y mediante una herramienta en forma de objeto virtual predecir en que momento hay la necesidad de intervención mediante un tratamiento, o habrá daño asociado a la precipitación de parafinas.

3.4.1 Validación de la metodología por medio del pozo COLORADO 60 C para determinar la existencia de precipitación de parafinas. La poca información con que cuenta el campo a nivel de presiones en su historia de producción, llevó a tomar el camino anteriormente descrito, y para lograr llevarla a cabo en su

totalidad se tomó la decisión de trabajar a partir de eficiencias de flujo como también anteriormente se explicó.

Para poder trabajar con eficiencias de flujo es necesario su validación mediante algún método descrito en la literatura petrolera, y ya que el pozo tiene buenos reportes de caudales de aceite históricamente, presión de las arenas productoras, presión de burbuja de las arenas productoras y una que otra Pwf, se logró validar la intrusión en la metodología de las eficiencias de flujo en este trabajo mediante IPR's en función de estas mismas.

Realizado la revisión de los datos con que cuenta cada pozo del campo, solo el pozo Col-60 C reportó este tipo de datos para lograr así validar la metodología a partir de eficiencias de flujo de la siguiente manera:

El pozo Col-60 C cuenta con una presión de la arena C de 3000 psi y una presión de burbuja de 2078 psi, además cuando se ubicó el tratamiento en la historia de producción, se observa que dicho tratamiento se encuentra entre dos test de presión hechos a ese pozo (ver Figura 36).

Figura 36. Prueba de presión y ubicación del tratamiento en el pozo Col-60 C.

TEST			
FECHA	Pwf (psi)	Qo(BLS/D)	
dic-60	1500	68	
			→ sep - 61 CAMBIO TUBERIA PARAFINADA
oct-61	1680	4,39	

El calculo de aceite producido 6 meses antes del tratamiento, dió un valor de 3015 STB y de aceite producido 6 meses después del tratamiento es 1945 STB, lo cual da un valor de eficiencia de flujo igual a 0.65.

La ecuación para validar dicha metodología es una de algunas de las correlaciones utilizadas para generar IPR's, teniendo en cuenta el efecto de estimulación:

$$Q_o = q_{o \max} \left[1.8(E.F) \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8(E.F)^2 \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right] \dots\dots\dots Ec.1$$

Siendo:

Qo: Caudal a una Pwf (STB/D)

qo max: Caudal máximo a un Qo y una Pwf reportado en la prueba de presión y se despeja de la Ec.1. (STB/D)

Pwf: presión de fondo fluyendo. (psi)

PR: presión del yacimiento. (psi)

E.F: Eficiencia de flujo (fracción)

A continuación (Tabla 9) se muestran los cálculos realizados para generar las curvas IPR antes y después del cambio de tubería parafinada, realizado en septiembre de 1961 en el pozo Col-60 C.

Tabla 9. Cálculos realizados para generar las IPR's antes y después del cambio de tubería parafinada pozo Col-60 C.

PR (psi)	3000
Pb (psi)	2078
E.F	0,65
Pwf (psi) post tratamiento	1680
Qo(BLS/D) post tratamiento	4,39
Qmax @ post tratamiento (STB/D)	9,77
Qmax @ pre tratamiento (STB/D)	135,86
Pwf (psi) pre tratamiento	1500
Qo(BLS/D) pre tratamiento	68

* E.F = (producción de aceite 6 meses antes al tratamiento) / (producción de aceite 6 meses después del tratamiento)

Tabla 10. Generación de caudales a partir de Pwf's para la elaboración de las curvas IPR.

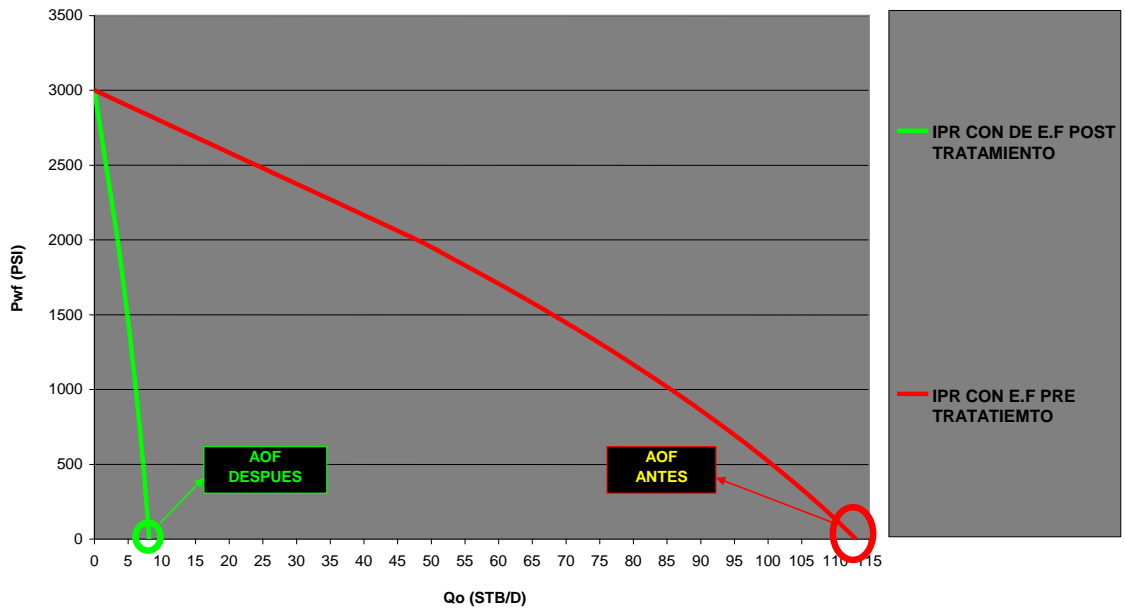
ESTIMULACION; (E.F) pre tratamiento		ESTIMULACION; (E.F) post tratamiento	
Pwf (PSI)	Qo(STB/D)	Pwf (PSI)	Qo(STB/D)
3000	0	3000	0
2000	47,88	2000	3,44
1900	52,11	1900	3,75
1800	56,24	1800	4,04
1700	60,26	1700	4,33
1600	64,18	1600	4,61
1500	68,00	1500	4,89
1400	71,72	1400	5,16
1300	75,33	1300	5,42
1200	78,84	1200	5,67
1100	82,26	1100	5,91
1000	85,56	1000	6,15
900	88,77	900	6,38
800	91,88	800	6,61
700	94,88	700	6,82
600	97,78	600	7,03
500	100,58	500	7,23
400	103,27	400	7,43
300	105,87	300	7,61
200	108,36	200	7,79
100	110,75	100	7,96
0	113,04	0	8,13

Construida la anterior tabla de datos el siguiente paso es la generación de la curvas IPR antes y después del cambio de tubería parafinada, estas curvas se generan para demostrar que si no hay suficientes datos de presión de fondo fluyendo y presión del yacimiento, en la fecha que fue realizado alguno de los 642 tratamientos, se puede acudir solo a la eficiencia de flujo calculada como se explicó en la metodología de trabajo.

Si el AOF “Absolute Open Flow” o llamado también potencial de producción de la curva IPR antes es mayor que el AOF de la curva IPR después, quiere decir que el tratamiento no es exitoso y que no se remueve ningún daño si no que al contrario el daño continua y tal vez un mal diagnostico del tratamiento es consecuente al aumento de dicho daño, si el AOF de la curva IPR antes es menor que AOF de la curva IPR después quiere decir que el trabajo es exitoso y removi6 el da6o ocasionado por la precipitaci6n de parafinas, esto se puede afirmar ya que el yacimiento se encuentra en este momento en estado pseudo estable.

Con esta validaci6n (ver Figura 37) se sacaron a partir de las eficiencias de flujo calculadas a cada tratamiento 642 puntos de referencia, descritos en el dimensionamiento de este trabajo para realizar el trabajo estadístico.

Figura 37. Curvas IPR antes y despu6s del cambio de tubería parafinada sep-61 realizado en el pozo Col-60 C.



3.5 EVALUACION CUALITATIVA DE DAÑO A LA FORMACION DEBIDO A LA PRECIPITACION DE PARAFINAS EVALUANDO EL POZO COL-25 B

La metodología utilizada en la estimación cualitativa del daño a la formación en el pozo Col-25 B es la misma descrita en este trabajo, con la diferencia que no se utilizaron eficiencias de flujo debido a que este pozo solo reporta producción de aceite si no desde el inicio de producción (Marzo-1954) hasta Junio-1959, y si se aplica la metodología a partir de eficiencias de flujo, se está descartando el daño debido a la precipitación de parafinas del tiempo restante hasta el año 2006, que fue el límite de tiempo para el análisis de este trabajo.

Adicional a esto se escogió el pozo Col-25 B, debido a que este es el único pozo que en los archivos reporta una prueba de presión al inicio de la producción garantizando que la presión de la arena B es la original, y esta ya ha sido calculada, esto para efectos de cálculos realizados para generar la curva IPR inicial, y revisando el informe de ECOPETROL⁹ se encontraron archivos de ECHOMETER de varios pozos del campo, y se encontró el ECHOMETER realizado en Febrero-2004 (ver Figura 38) al pozo Col-25 B, el cual reporta una presión del yacimiento (arena B) y una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) ambas aproximadas, ya que con este software se logra simular una prueba de presión.

A continuación se presentan los datos de producción en la fecha del test y los datos de la prueba de presión realizada en el pozo Col-25 B, tomada al inicio de la producción.

⁹ Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL. Reactivación y mantenimiento pozos Campo Colorado. Informe Gerencia regional Magdalena medio. Superintendencia de Mares. El Centro: Febrero de 2004.

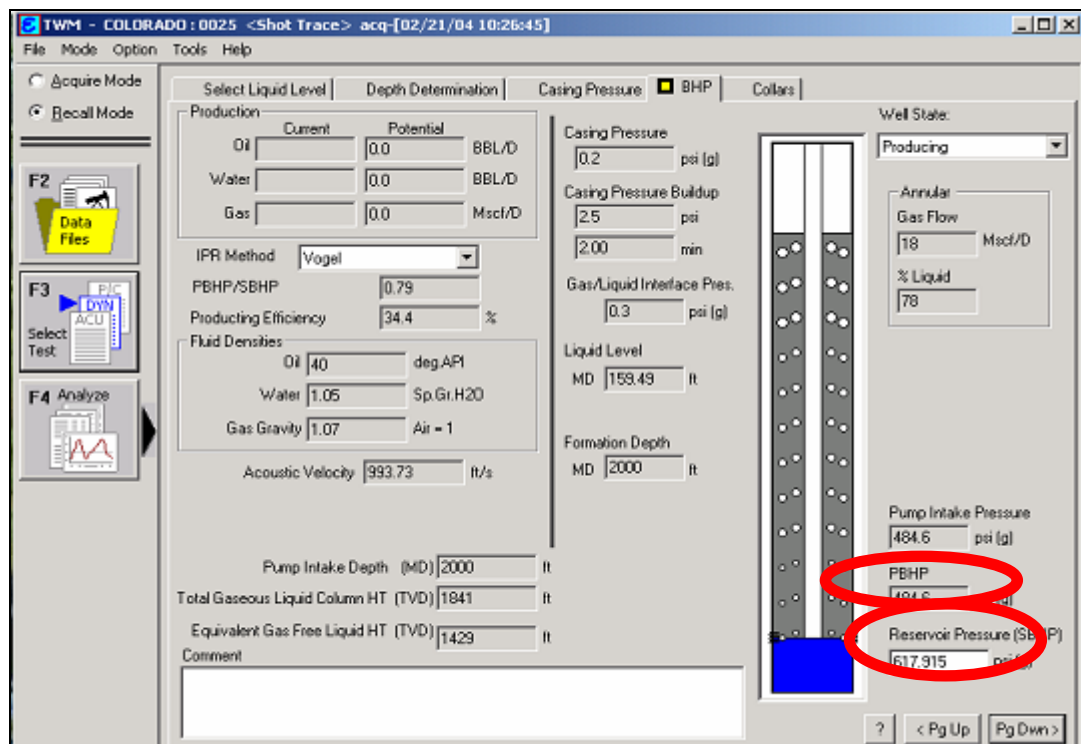
Tabla 11. Datos de producción en la fecha que fue tomada la prueba de presión.

UNIQUEID	Date	DAYS	GAS	OILP	WPAI	OILPD_MEDIA	GASPD_MEDIA	GOR (MPC/BB)_MEDIA	WOR (Bbw/BbO)_MEDIA
COLO0025:B	mar-54	3	0	50	242	16,67	0,00	0,00	4,84

Tabla 12. Datos del reporte de la prueba de presión.

PRUEBA DE PRESION TOMADA EN MARZO DEL 54:	
Pwf (psi)	150
PRESION DE YACIMIENTO (PSI)	810
PRESION DE BURBUJA (PSI)	648

Figura 38. ECHOMETER realizado al pozo Col-25 B Febrero-2004.



Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL. Reactivación y mantenimiento pozos Campo Colorado. Informe Gerencia regional Magdalena medio. Superintendencia de Mares. El Centro: Febrero de 2004.

Revisando la anterior figura se obtienen los datos de presión del yacimiento, igual a 617.915 PSI y la presión de fondo fluyendo en ese momento es igual a 484.6 PSI, además este informe resalta que el pozo periódicamente se descarga a la trampa y el camión de vacío recupera unos 60 BLS de aceite en el mes ¹⁰(2 BAPD), estos datos son necesarios para construir la curva IPR actual (Febrero de 2004).

Como la presión de fondo fluyendo Pwf es menor que la presión del yacimiento PR, los métodos recomendados son:

✓ VOGEL GENERALIZADO.

✓ PEREZ Y KELKAR.

A continuación se muestran los cálculos para generar las curvas IPR's inicial y actual por los dos métodos para el pozo COLORADO 25 B.

❖ VOGEL GENERALIZADO: La siguiente ecuación es utilizada para determinar el comportamiento en la producción de aceite, en un pozo el cual la Pwf está por debajo del valor de PR.

$$Q_o = J^* \left(P_R - P_b \right) + \frac{J^* P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \dots \dots \dots \text{Ec.2}$$

$$J^* = \frac{Q_o}{\left(P_R - P_b \right) + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf1}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf1}}{P_b} \right)^2 \right]} \dots \dots \dots \text{Ec.3}$$

¹⁰ Ibid., p. 40

Dónde:

Qo: Caudal a una Pwf (STB/D).

J*: índice de productividad a un Qo y una Pwf de la prueba de presión.
(BLS/D*PSI).

PR: Presión del yacimiento (PSI).

Pb: Presión de burbuja (PSI).

Pwf: Presión de fondo fluyendo (PSI).

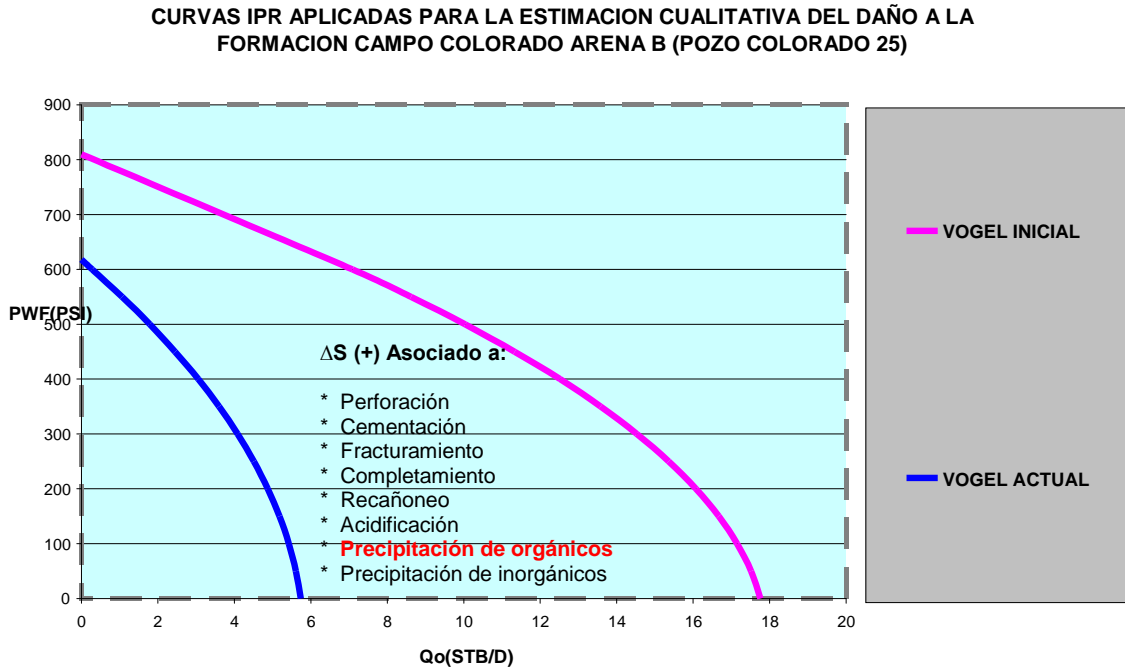
Los datos de caudal de aceite, a cierta Pwf arrojados después de los cálculos realizados se pueden ver en la Tabla 13.

Tabla 13. Datos para generar la IPR a partir del método VOGEL GENERALIZADO.

IPR INICIAL		IPR ACTUAL	
PR (PSI)	810	PR (PSI)	617,915
Pb (PSI)	648	Pb (PSI)	648
Pwf (PSI)	150	Pwf (PSI)	484,6
Qo (STB/D)	16,67	Qo (STB/D)	2
J*inicial		J*actual	
0,0340		0,0174	
VOGEL INICIAL		VOGEL ACTUAL	
PWF (PSI)	Qo (STB/D)	PWF (PSI)	Qo (STB/D)
810	0	617,915	0
600	7,09	600	0,28
550	8,62	550	1,07
500	10,04	500	1,79
450	11,33	450	2,45
400	12,52	400	3,06
350	13,58	350	3,60
300	14,53	300	4,08
250	15,36	250	4,51
200	16,07	200	4,87
150	16,67	150	5,18
100	17,15	100	5,43
50	17,51	50	5,61
0	17,76	0	5,74

Al cargar los datos anteriormente mostrados se logra generar las curvas IPR (ver Figura 39).

Figura 39. Curvas IPR a partir del método VOGEL GENERALIZADO.



❖ PEREZ Y KELKAR: permite desarrollar curvas IPR para pozos que producen por gas en solución teniendo en cuenta las pérdidas de presión a través de los orificios perforados, a partir de datos como: P_{wf} , P_R , constantes que dependen del radio de las perforaciones y la técnica de perforación. Para nuestro caso estas constantes se tomaron del trabajo realizado por Diaz. ¹¹

$$\frac{Q_o}{Q_{MAX}} = a_o + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \dots\dots\dots Ec.4$$

¹¹ Diaz Viloria, Ricardo Jose. Análisis nodal en la optimización de la producción de los pozos del Campo Colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquimicas, 2009. p. 84 – 90.

$$Q_{MAX} = \frac{Q_o}{\left(a_o + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right)} \dots\dots\dots Ec.5$$

Dónde:

Qo: Caudal de Aceite (STB/DIA)

Pwf: Presión de fondo fluyendo (psi)

PR: Presión de yacimiento (psi)

Qmax: Máxima rata de producción sin perforaciones (STB/D)

a0, a1, a2: Constantes que dependen del radio de las perforaciones y la técnica de perforación.

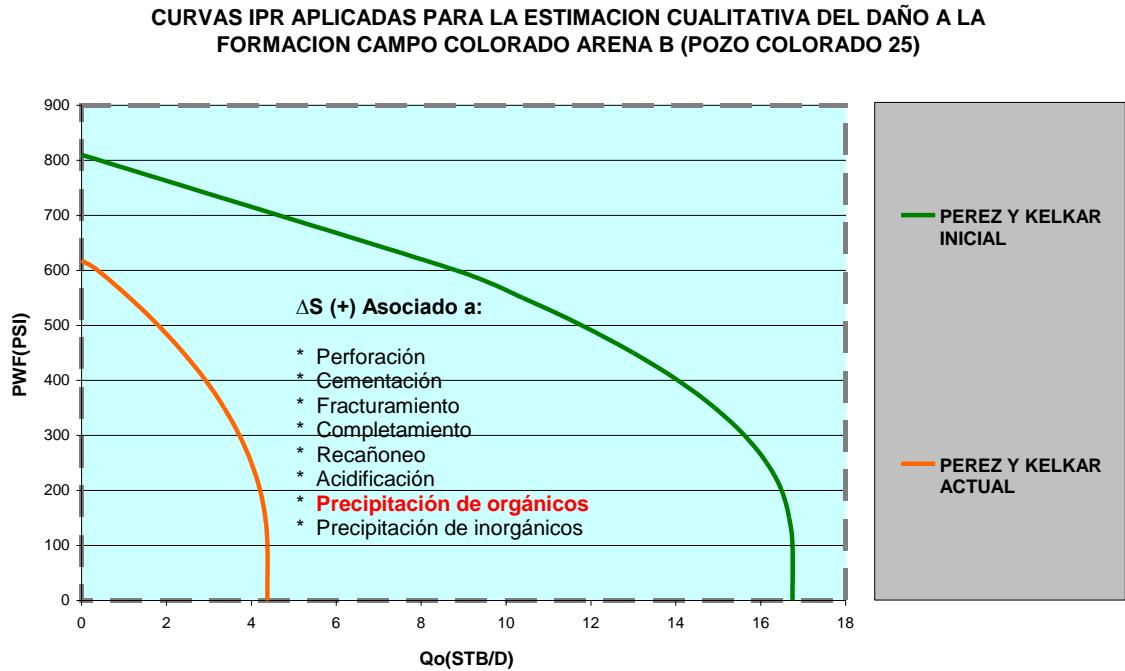
Los datos de caudal de aceite, a cierta Pwf arrojados después de los cálculos realizados se pueden ver en la Tabla 14.

Tabla 14. Datos para generar la IPR a partir del método PEREZ Y KELKAR.

IPR COMPLET. INICIAL		IPR COMPLET. ACTUAL	
PR (PSI)	810	PR (PSI)	617,915
Pb (PSI)	648	Pb (PSI)	648
Pwf (PSI)	150	Pwf (PSI)	484,6
Qo (STB/D)	16,67	Qo (STB/D)	2
SPF	2	SPF	2
Rp(inches)	>0,3	Rp(inches)	>0,3
ao	0,6171	ao	0,6171
a1	0,26632	a1	0,26632
a2	-0,86983	a2	-0,86983
Q max	26,19	Q max	6,87
PEREZ Y KELKAR INICIAL		PEREZ Y KELKAR FINAL	
PWF (PSI)	Qo (STB/D)	PWF (PSI)	Qo (STB/D)
810	0	617,915	0
600	8,83	600	0,38
550	10,39	550	1,13
500	11,79	500	1,81
450	13,00	450	2,40
400	14,05	400	2,92
350	14,92	350	3,36
300	15,62	300	3,72
250	16,14	250	4,00
200	16,49	200	4,21
150	16,67	150	4,33
100	16,75	100	4,38
0	16,75	0	4,38

Al cargar los datos anteriormente mostrados se logra generar las curvas IPR (ver Figura 40).

Figura 40. Curvas IPR a partir del método PEREZ Y KELKAR.

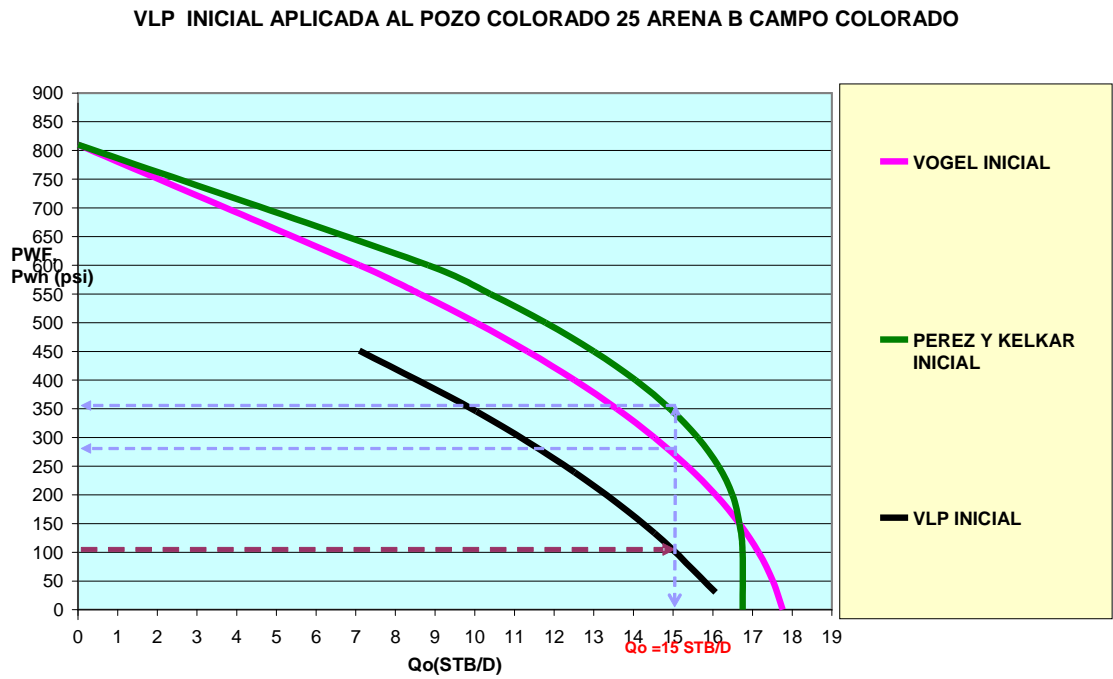


Como los dos métodos se pueden aplicar al caso del pozo COLORADO 25 B, se decidirá por uno de ellos con el criterio de VLP “Vertical Lift Performance” utilizando la correlación Hagedorn and Brown¹², dicha correlación permitirá la generación de curva VLP.

Ya teniendo las curvas IPR de los dos métodos, se grafica la VLP y para validar con cuál de los métodos de generación de curvas IPR funciona para el caso del pozo en estudio, se entra con la presión del separador de prueba que en el caso del campo Colorado es de 100 PSI e interceptando la curva VLP se va a la curva de IPR, y se lee el verdadero valor de caudal a un mismo valor de Pwf y Pwh (presión en cabeza) (ver Figuras 41 y 42)

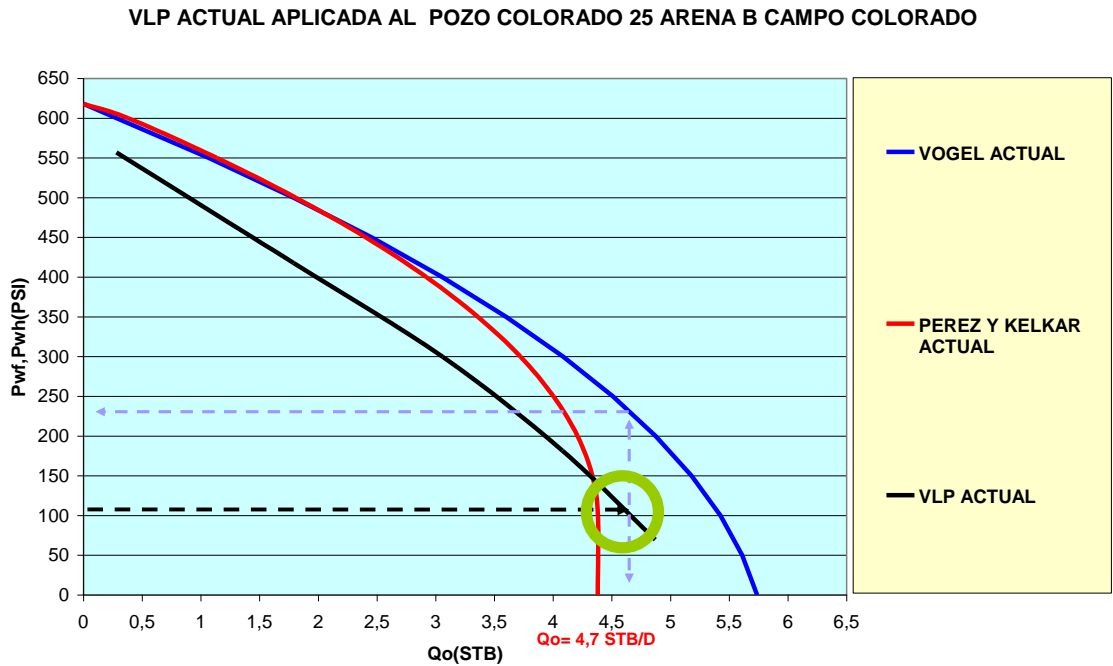
¹² H. Dale Beggs. Production Optimization Using NODAL Analysis TM. p. 85 – 86.

Figura 41. Curva VLP inicial pozo COLORADO 25 B.



Para el caso de la Figura 41 los dos métodos para generar curvas IPR satisfacen la metodología utilizada en el criterio de VLP descrita anteriormente.

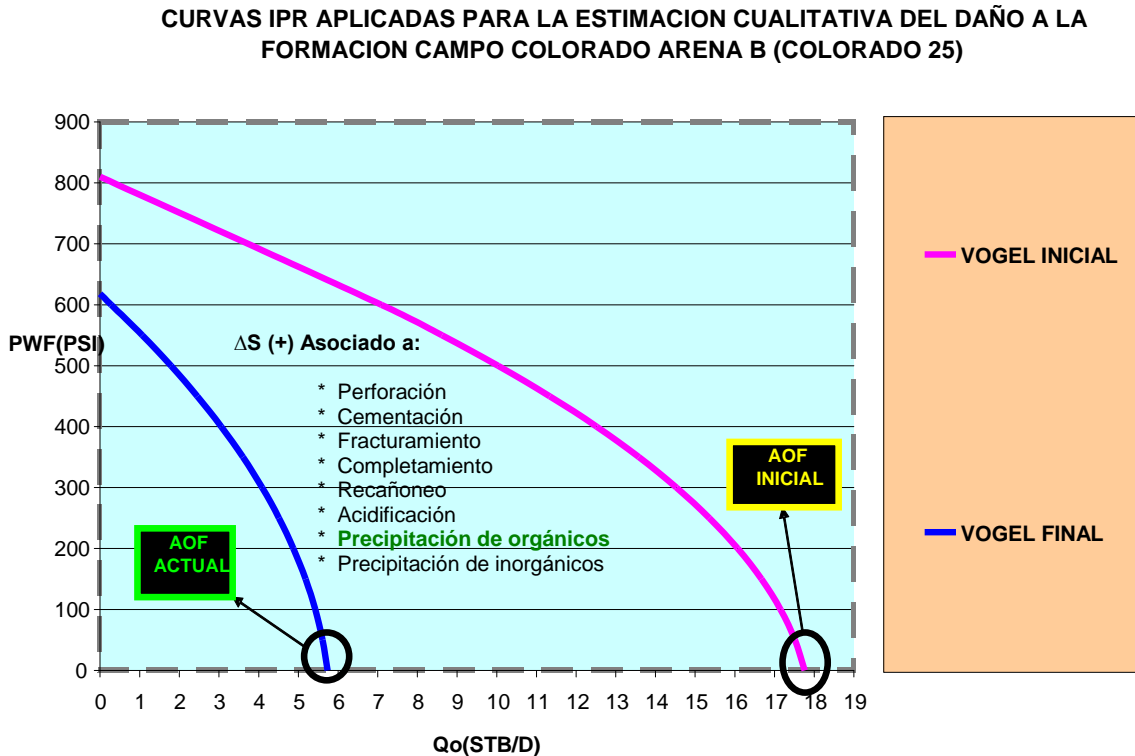
Figura 42. Curva VLP actual pozo COLORADO 25 B



Para el caso de la Figura 42 se observa que cuando se entra con la presión del separador que es igual a 100 PSI la línea punteada púrpura primero toca la curva IPR generada por el método PEREZ Y KELKAR, luego no será posible obtener o garantizar un valor de caudal de aceite a una misma Pwf y Pwh o dicho de otra forma, no será posible garantizar que el caudal calculado en fondo del pozo sea igual al que se obtiene en superficie a un mismo valor de Pwf y Pwh, lo cual indica que el método que se debe escoger es el de VOGEL GENERALIZADO (Figura 39).

Ya escogido el método el paso a seguir es observar los valores de AOF inicial y AOF actual, para así determinar cualitativamente el daño generalizado para la arena B de acuerdo con el pozo COLORADO 25 B. Hay que considerar que el estado del yacimiento es pseudo estable (ver Figura 43)

Figura 43. Determinación cualitativa del daño a la formación por medio de curvas IPR.



Como se puede observar en la Figura 43. el AOF o potencial de producción inicial es mayor que AOF actual, lo que conlleva a afirmar que el Campo Colorado a través del análisis la arena B y el pozo COLORADO 25, tiene un ($\Delta S+$) que es el delta en el daño a la formación principalmente debido a precipitación de parafinas, claro está sin excluir los demás tipos de daños que han ocurrido en la vida de este campo.

Este ($\Delta S+$) cualitativamente nos da explicación de la gran disminución en la ductividad de los pozos del Campo Colorado y es debido a la precipitación principalmente de parafinas.

4. ANALISIS ESTADISTICO.

Una manera de evidenciar la precipitación de parafinas en un pozo, es con el siguiente análisis: cuando un tratamiento para la remoción de parafinas es exitoso es debido a la existencia de precipitados antes de que este se llevase a cabo, se dice que un tratamiento es exitoso si la eficiencia de flujo (E.F.) es superior a 1.0, es decir que su producción después del tratamiento es superior a la anterior.

Por medio de un análisis estadístico de las variables de producción, antes de estos tratamientos se busca diagnosticar la precipitación y así recomendar el mejor momento para la aplicación de un tratamiento de remoción.

4.1 DISCRETIZACION

Los tratamientos objeto de estudio fueron discretizados bajo los siguientes criterios:

1. Su influencia para remover la precipitación de parafinas, donde se descartan tratamientos diferentes de la inyección de aceite caliente y el cambio o raspado de tubería, ya que éstos tienen la mayor influencia en la solución del problema.
2. Su producción reportada antes del tratamiento debe ser de mínimo 6 meses continuos, el cual se tomó como tiempo ideal para notar una tendencia y se aplica para la generación de la herramienta software.
3. Si falta algún reporte o cierre del pozo que este evento no supere los 3 meses antes del tratamiento, debido a las alteraciones propias del pozo bajo estas condiciones (aumento de la P y la T).

4. Se toman tratamientos con una E.F. superior 1.50, se descartan los de E.F. menores a 1 porque no se conoce la causa del fracaso del tratamiento y las menores a 1.49 se consideran como margen de error.
 - En el caso del GOR se utilizaron los tratamientos en los cuales el valor promedio de los meses normalizados fue diferente de 1.00
 - Los tratamientos que presentaron una E.F. superior a 3.0 fueron tomados como parámetros de control para medir la funcionalidad de la herramienta software.

4.2 DIMENSIONAMIENTO

Con base en los datos recopilados en la historia de producción del campo Escuela Colorado y siguiendo los lineamientos de los criterios mencionados en el ítem 4.1 se obtuvo un total de 642 tratamientos, de los cuales 584 fueron Inyecciones de aceite caliente (IAC), cambios o raspados de tubería (CoRT), entre ellos 208 con más de 6 meses continuos de producción reportados y/o diferentes de 0 STB/mes y con menos de 3 meses cerrados o no reportados antes del tratamiento.

De estos 208 tratamientos 32 presentaron una E.F. superior a 1.5 e inferior a 3.0, a los cuales se realizara un análisis estadístico, dentro de estos tratamientos 9 presentaron un GOR reportado y diferente de 1.00 o de 0.00.

Por otra parte con los 10 tratamientos que cumplen todos los criterios y con una E.F superior a 3.0 se analizaran por separado y se tomaran como base de cálculo para evaluar el análisis estadístico y la herramienta creada con este trabajo.

4.3 ESTADISTICA DESCRIPTIVA

Se trabajó con los tratamientos con E.F. superior a 1.5, se normalizaron las variables Qo, Qw y GOR, dividiendo el valor de cada una en su máximo de los 6 meses anteriores al tratamiento de análisis y se promedió el resultado, obteniendo los valores _n para cada variable, como se muestra en la Tabla15 y en la Tabla 16.

Tabla 15. Inyección de aceite caliente con E.F. de 1.55, realizada en Septiembre de 1965 al pozo Colorado 31.

		Variables			Variables normalizadas			
	IAC	CoRT	Qo	GOR	Qw	Qo_n	GOR_n	Qw_n
sep-65	COL 31		239	1,80	3	0,86	0,26	0,05
E.F.	1,55		250	6,96	0	0,90	1,00	0,00
			279	2,80	0	1,00	0,40	0,00
			210	3,04	9	0,75	0,44	0,16
			210	3,71	0	0,75	0,53	0,00
			168	1,79	56	0,60	0,26	1,00
Promedio mensual de las variables normalizadas						0,81	0,48	0,20

Qo [STB/mes]

Qw [STB/mes]

GOR [MMSCF/STB]

Tabla 16. Cambio o raspado de tubería con E.F. de 1.85, realizada en Julio de 1981 al pozo Colorado 33.

		Variables			Variables normalizadas		
		Qo	GOR	Qw	Qo_n	GOR_n	Qw_n
jul-81	COL 33	439	0,26	6	0,76	1,00	1,00
E.F.	1,85	580	0,25	4	1,00	0,99	0,67
		514	0,25	1	0,89	1,00	0,17
		512	0,25	1	0,88	1,00	0,17
		442	0,25	1	0,76	0,99	0,17
		248	0,25	0	0,43	1,00	0,00
Promedio mensual de las variables normalizadas					0,79	1,00	0,36

Qo [STB/mes]

Qw [STB/mes]

GOR [MMSCF/STB]

4.3.1 Tratamientos con E.F. entre 1.5 y 3.0. Una vez obtenidos los promedios para las variables antes de cada tratamiento, se calculan las distribuciones, dando como resultado los valores mostrados en la Tabla 17 para cada una de las variables normalizadas, donde en 21 de los 32 casos el GOR era constante y en 2 más no había producción o reporte de gas, también que en el caso de los promedios del Qw_n el tamaño de su desviación estándar y su densidad de probabilidad incluían prácticamente todos los valores, motivo por el cual no se puede dar relevancia a esta variable.

Tabla 17. Tratamientos a estudio luego de las discretizaciones

Fecha	Pozo	EF		Promedios mensuales		
		CoRT	IAC	Qo_n	GOR_n	Qw_n
sep-65	Col 31		1,55	0,81	0,48	0,20
jul-81	Col 33	1,85		0,79	1,00	0,36
nov-85	Col 34	1,78		0,70	1,00	0,73
oct-79	Col 44	1,73		0,57	1,00	0,56
jun-70	Col 50		2,47	0,59	0,00	0,28
sep-98*	Col 67	1,99		0,80	0,00	0,85
jun-71	Col 75		1,57	0,75	1,00	0,83
oct-80	Col 69	1,97		0,33	1,00	0,33
jun-82	Col 69	1,68		0,65	1,00	0,71
oct-84	Col 69	2,08		0,66	1,00	0,57
nov-71	Col 66		2,00	0,78	0,56	0,78
dic-69	Col 65		1,73	0,63	1,00	0,47
jul-65	Col 62		2,56	0,53	0,77	0,66
feb-80	Col 62	1,63		0,68	1,00	0,68
sep-85	Col 59	2,38		0,53	1,00	0,58
oct-93*	Col 59	2,92		0,43	0,49	0,17
oct-85	Col 56	2,60		0,83	1,00	0,71
abr-81	Col 55	2,14		0,70	1,00	0,75
jul-82	Col 55	2,25		0,81	1,00	0,17
jul-84	Col 55	1,93		0,60	1,00	0,50
sep-67	Col 52		1,66	0,79	0,64	0,81
jul-84	Col 51	1,93		0,59	1,00	0,58
sep-64	Col 50		1,53	0,85	0,68	0,35
ago-64	Col 45		1,62	0,80	0,71	0,76
jul-70	Col 45		1,68	0,68	1,00	0,46
ago-64	Col 40		1,88	0,66	0,69	0,32
ago-69	Col 40		2,67	0,55	1,00	0,00
jun-79	Col 38	1,69		0,66	1,00	0,85
jul-82	Col 37	1,74		0,81	1,00	0,81
nov-89	Col 31	1,79		0,75	0,84	0,00
jun-82	Col 30	1,83		0,63	1,00	0,67
ago-69	Col 23		1,73	0,75	1,00	0,83

Promedio	0,68	0,68**	0,54
DesviaciónEstándar	0,12	0,12**	0,25

* En estos casos hay tratamientos en 2 meses consecutivos

** El promedio y la desviación estándar del GOR_n se trabajó solo con los 9 valores diferentes de 1.00 y 0.00

4.3.2 Resultados del software STATGRAPHICS-Centurion. Con la ayuda del software para estadista **STATGRAPHICS-Centurion XVI**, de StatPoint Technologies y con licencia de evaluación de 30 días, se realizan las tablas de resumen estadístico, las gráficas de densidad suavizada y de probabilidad normal para cada una de las variables, con el fin de conocer el mejor tratamiento estadístico para el diagnóstico de precipitación de parafinas.

Con las densidades suavizadas notamos el parecido a una distribución de probabilidad normal estándar como se puede observar en las Figuras 44, 46, 48 y 50, por otra parte con el gráfico de probabilidad normal vemos que tan cercanos están los valores a los de una probabilidad normal, indicados por la recta como se observa en las Figuras 45, 47, 49 y 51.

4.3.2.1 Promedio mensual Qo_n. El StatAdvisor de STATGRAPHICS-centurion muestra que: “Valores fuera del rango de -2 a +2 indican desviaciones significativas de la normalidad, lo que tendería a invalidar cualquier prueba estadística con referencia a la desviación estándar. En este caso, el valor del sesgo estandarizado se encuentra dentro del rango esperado para datos provenientes una distribución normal” como se observa en la Tabla 18.

Tabla 18. Resumen estadístico para los promedios mensuales Qo_n

Recuento	32
Promedio	0,677812
Desviación Estándar	0,123019
Coficiente de Variación	18,1495%
Mínimo	0,33
Máximo	0,85
Rango	0,52
Sesgo Estandarizado	-1,91762
Curtosis Estandarizada	0,756235

Figura 44. Gráfico de densidad suavizada de los promedios de Qo_normalizado.

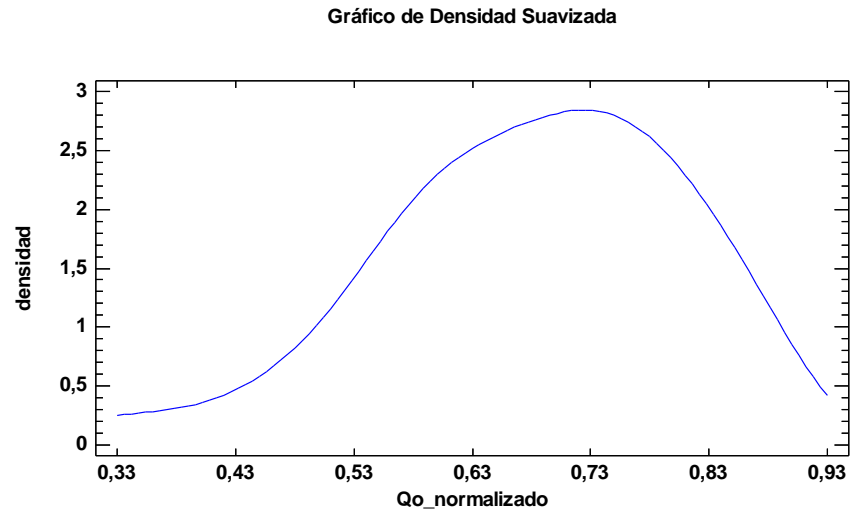
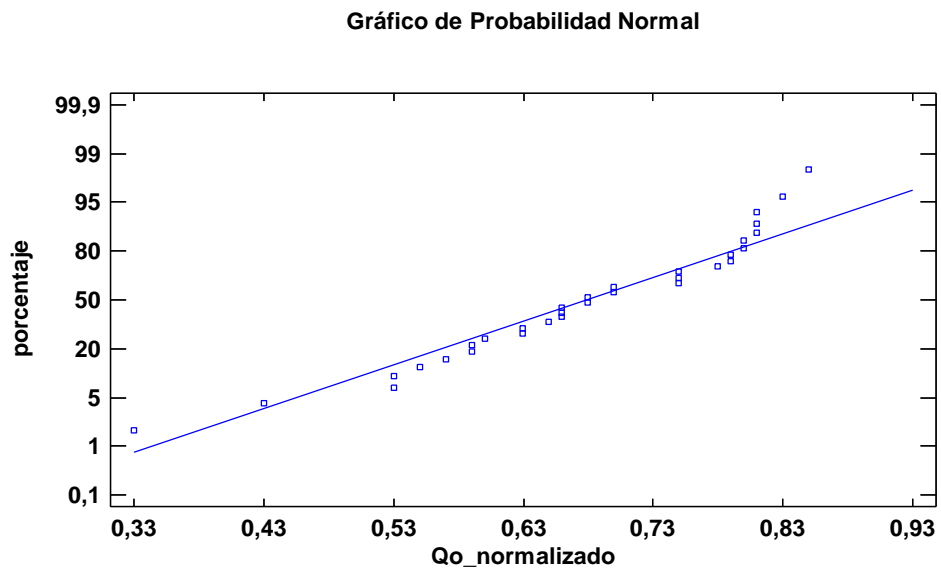


Figura 45. Gráfico de la distribución normal de la variable Qo_n



Los valores más lejanos a la recta de normalización son: 0,81, 0,83 y 0,85, es decir, que estos valores están fuera de la distribución normal tomada para realizar las pruebas de hipótesis.

4.3.2.2 Promedio mensual del GOR_n. El StatAdvisor de STATGRAPHICS-centurion muestra que: “Valores fuera del rango de -2 a +2 indican desviaciones significativas de la normalidad, lo que tendería a invalidar cualquier prueba estadística con referencia a la desviación estándar. En este caso, el valor de sesgo estandarizado no se encuentra dentro del rango esperado para datos provenientes de una distribución normal” como se observa en la Tabla 19.

Tabla 19. Resumen Estadístico para GOR_n

Recuento	32
Promedio	0,836875
Desviación Estándar	0,276177
Coficiente de Variación	33,001%
Mínimo	0
Máximo	1,0
Rango	1,0
Sesgo Estandarizado	-4,57315
Curtosis Estandarizada	4,20997

Figura 46. Gráfico de densidad suavizada, para los promedios del GOR normalizado

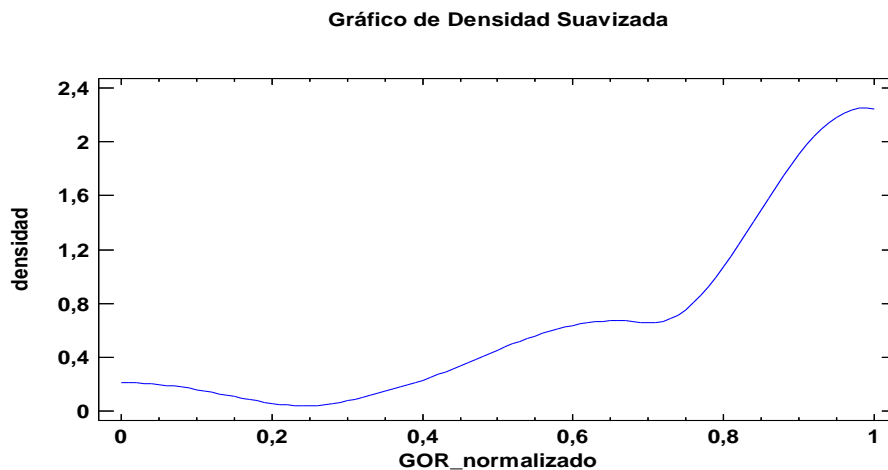
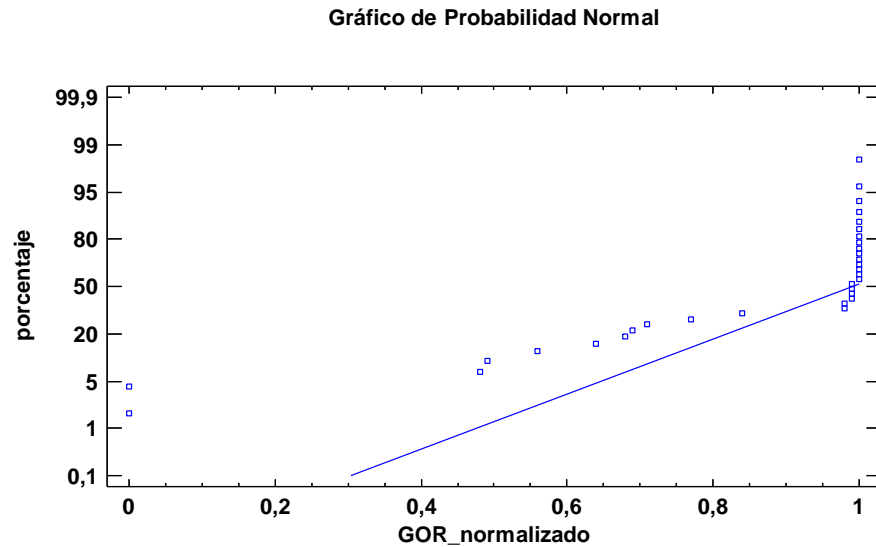


Figura 47. Gráfico de probabilidad normal, para los promedios del GOR normalizado



Como se puede observar en las Figura 48 no hay parecido a una distribución normal, y en la Figura 49 se observa que el problema son los puntos de valor 1.00, por lo cual se trabaja con los promedios de GOR normalizados, exceptuando los valores de 0.00 y 1.00.

4.3.2.3 Promedio de GOR normalizado con valores diferentes de 0.00 y de 1.00. El StatAdvisor de STATGRAPHICS-centurion muestra que: “Valores fuera del rango de -2 a +2 indican desviaciones significativas de la normalidad, lo que tendería a invalidar cualquier prueba estadística con referencia a la desviación estándar. En este caso, el valor del sesgo estandarizado se encuentra dentro del rango esperado para datos provenientes una distribución normal” como se observa en la Tabla 20.

Tabla 20. Resumen Estadístico para GOR_n sin 1 o 0

Recuento	9
Promedio	0,651111
Desviación Estándar	0,122111
Coefficiente de Variación	18,7543%
Mínimo	0,48
Máximo	0,84
Rango	0,36
Sesgo Estandarizado	-0,134333
Curtosis Estandarizada	-0,521499

Figura 48. Gráfico de densidad suavizada, para los promedios del GOR normalizado sin 0 ni 1

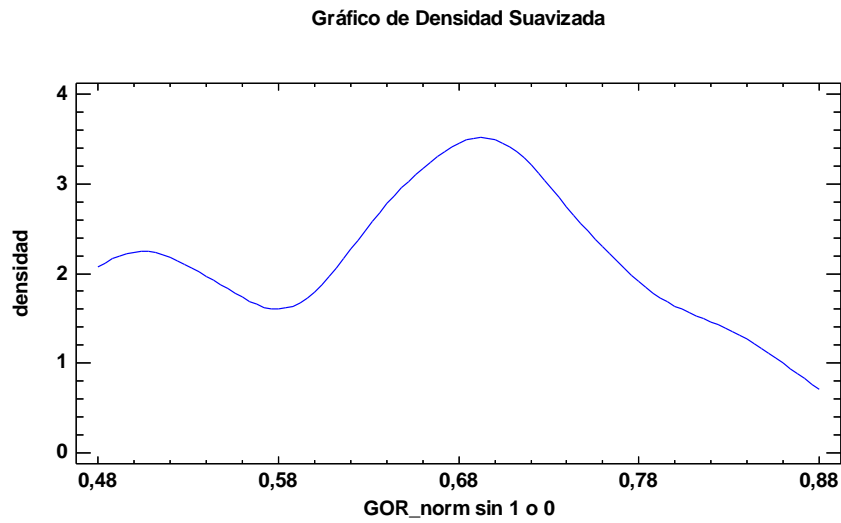
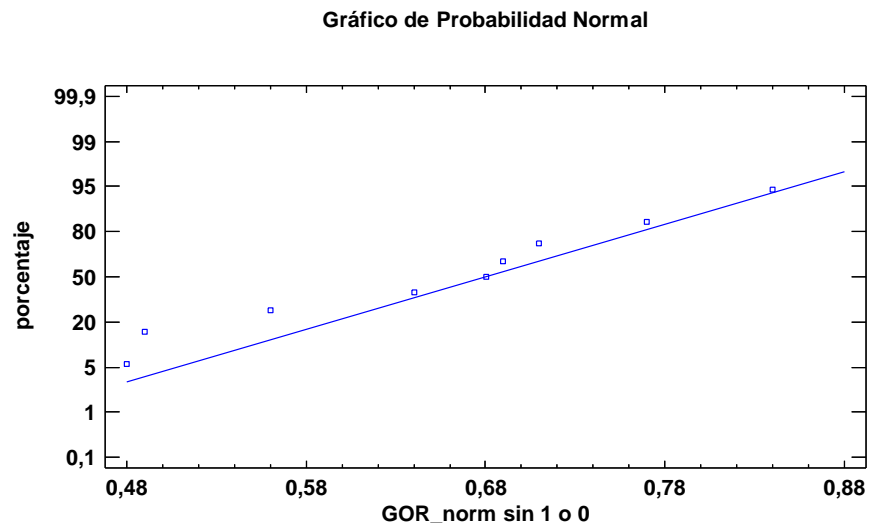


Figura 49. Gráfico de probabilidad normal, para los promedios del GOR normalizado sin 0 ni 1.



Como se puede observar en Figura 48 a pesar de un leve segundo domo hay un buen parecido con una gráfica de densidad normal estándar y como se observa en la Figura 51 los valores son mucho más cercanos a la recta de distribución normal, por tanto a partir de ahora los valores de GOR_n se descartan y se trabaja con los obtenidos para GOR_n sin 1 y 0.

4.3.2.4 Promedio del Qw normalizado mensual. El StatAdvisor de STATGRAPHICS-centurion muestra que :“Valores fuera del rango de -2 a +2 indican desviaciones significativas de la normalidad, lo que tendería a invalidar cualquier prueba estadística con referencia a la desviación estándar. En este caso, el valor del sesgo estandarizado se encuentra dentro del rango esperado para datos provenientes una distribución normal” como se observa en la Tabla 21.

Tabla 21. Resumen Estadístico para Qw_normalizado

Recuento	32
Promedio	0,541562
Desviación Estándar	0,255243
Coefficiente de Variación	47,1309%
Mínimo	0
Máximo	0,85
Rango	0,85
Sesgo Estandarizado	-1,48675
Curtosis Estandarizada	-0,750034

Figura 50. Grafica de densidad suavizada para Qw_n

Gráfico de Densidad Suavizada

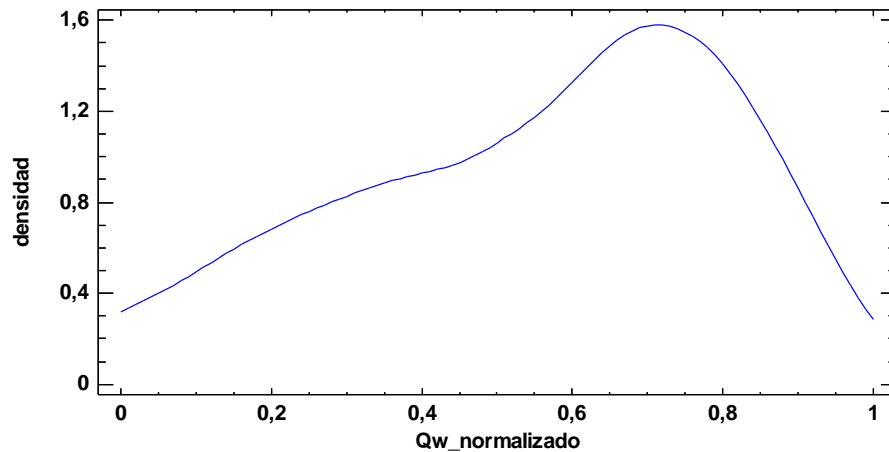
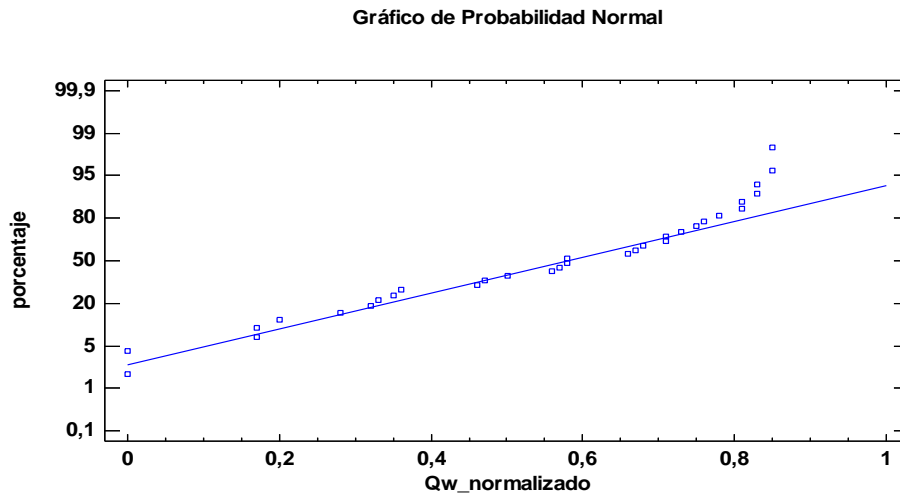


Figura 51. Distribución normal para Qw_n



Como se Observa en la Figura 50 el domo abarca prácticamente todos los valores, como muestra la Figura 53 la distribución del Qw_n es normal y a pesar del análisis del STATGRAPHICS-centurion XVI, se considera mejor no tenerla en cuenta debido a la poca producción de agua en el campo y a que su alta desviación estándar otorga un largo intervalo donde se cumple la hipótesis de precipitación de parafinas, por lo cual no es fiable.

4.3.3 Tratamientos con EF superior a 3.0. Se realizan nuevamente los cálculos mostrados para la Tabla 17, esta vez para los 10 tratamientos con E.F. superior a 3.0 y se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 22.

Tabla 22.Tratamientos con EF superior a 3.0

Fecha	Pozo	EF		Promedios		
		CoRT	IAC	Qo_n	GOR_n	Qw_n
dic-57	Col 21		3,64	0,49	0,53	0,29
jun-65	Col 75		3,46	0,30	0,33	0,31
may-71	Col 67	13,93		0,69	1,00	1,00
jun-79	Col 49		5,89	0,74	0,96	0,71
jun-84	Col 45		5,89	0,94	0,99	0,00
sep-67	Col 40		4,85	0,63	0,92	0,61
mar-62	Col 37		3,16	0,77	0,78	0,00
jun-84	Col 33	7,23		0,84	0,98	0,00
jun-84	Col 23	3,15		0,85	1,00	0,45
feb-86	Col 23	3,93		0,62	1,00	0,00
Promedio de promedios				0,69	0,93	0,58

4.4 PRUEBA DE HIPOTESIS.

Con los datos obtenidos de STATGRAPHICS los valores de las variables para ser aplicados en las pruebas de hipótesis unilateral que consiste en el planteamiento de una hipótesis nula (H_0), la cual se cumple para valores inferiores al promedio en el caso del aceite y superiores en el caso del GOR.

Si se cumple la hipótesis nula (H_0) entonces se debe realizar tratamiento para parafinas, de lo contrario se aceptaría la hipótesis alternativa (H_1) y sería recomendable no realizar el tratamiento.

En este caso se tomó un nivel de significancia *alfa* de máximo 0.05, es decir que el máximo error permitido por la prueba es del 5%, lo cual determinará el tamaño del intervalo de aceptación de la hipótesis nula para cada una de las variables.

Debido a que el GOR_n no presentó una desviación normal se trabajó con los valores diferentes de 0.00 (pues no tenían relevancia) y de 1.00 ya que estarán incluidos en la hipótesis nula al ser el valor máximo y por tanto estar sobre el promedio sin importar el valor del mismo.

$$z = \frac{X-m}{\frac{s}{\sqrt{n}}} \dots\dots\dots \text{Ec.6}$$

Dónde:

- z = probabilidad de la necesidad de un tratamiento.
- X = promedio de los promedios normalizados, 0.68 en ambos casos.
- m = promedio de los 6 últimos meses normalizados para evaluar Qo_n o GOR_n.
- s = desviación estándar, 0.12 en ambos casos
- n = número de tratamientos, 32 para Qo_n y 9 para GOR_n.

La diferencia en el número de tratamientos es la que nos genera diferentes intervalos para una misma *alfa*.

$$\alpha = \frac{L}{\frac{s}{\sqrt{n}}} \dots\dots\dots \text{Ec.7}$$

Dónde:

- α = valor de significancia
- L = es el intervalo de confianza.
- s = desviación estándar, 0.12 en ambos casos
- n = número de tratamientos, 32 para Qo_n y 9 para GOR_n.

4.4.1 Aplicación de la prueba de hipótesis para Qo_n y GOR_n. Se calculan los intervalos L para *alfa* de máximo 0.05 como se muestra en la Tabla 22 para Qo_n y en la Tabla 24 para el GOR_n, una vez obtenidos los intervalos se realizaron las pruebas para los valores de Qo_n y GOR_n de los tratamientos con E.F superior a 3.0.

Para el Qo_n :

Ho $m = 0.68$

Hi $m > 0.68$

Tabla 23. Valores de *alfa* para diferentes intervalos

L	Qo_n	z	Z	A
0,01	0,69	0,471	0,71566	0,28434
0,02	0,70	0,943	0,82639	0,17361
0,03	0,71	1,414	0,92073	0,07927
0,04	0,72	1,886	0,97062	0,02938
0,05	0,73	2,357	0,99086	0,00914

Tabla 24. Probabilidad de los promedios con E.F. superior a 3.0

	Z	Qo_n	z
X = 0,68	1,00000	0,49	8,77
s = 0,12	1,00000	0,30	17,85
n = 32	0,33724	0,69	-0,42
	0,00298	0,74	-2,76
	0,00000	0,94	-12,29
	0,99266	0,63	2,44
	0,00000	0,77	-4,22
	0,00000	0,84	-7,42
	0,00000	0,85	-7,96
	0,99532	0,62	2,68
Promedio de Promedios	0,31918	0,69	-0,47

Para el promedio de los promedios se verifica, como lo muestra la Tabla 25, en los casos donde la probabilidad es muy baja, se observó que el caudal presentaba

una disminución en los meses anteriores a los 6 últimos antes del tratamiento, por tanto también la necesidad de un tratamiento desde meses anteriores.

Para el GOR_n:

Ho $m = 0.68$

Hi $m < 0.68$

Tabla 25. Valores de *alfa* para diferentes intervalos

L	GOR _n	z	Z	Alfa
0,01	0,67	0,25	0,59871	0,40129
0,02	0,66	0,5	0,69146	0,30854
0,03	0,65	0,75	0,77337	0,22663
0,04	0,64	1	0,84134	0,15866
0,05	0,63	1,25	0,89435	0,10565
0,06	0,62	1,5	0,93319	0,06681
0,07	0,61	1,75	0,95994	0,04006

Tabla 26. Probabilidad de los promedios con E.F. superior a 3.0

	Z	GOR _n	Z
X = 0,68	0,00012	0,53	-3,68
s = 0,12	0,00000	0,33	-8,71
n = 9	1,00000	1,00	7,99
	1,00000	0,96	6,91
	1,00000	0,99	7,76
	1,00000	0,92	6,02
	0,99361	0,78	2,49
	1,00000	0,98	7,55
	1,00000	1,00	7,93
	1,00000	1,00	7,91
Promedio de Promedios	1,00000	0,93	6,25

Como era de esperar los valores para el GOR_n fueron altos como lo muestra la Tabla 26, por lo cual más del 70% planteaba la necesidad del tratamiento, sin embargo debido al sesgo de los valores de 1.00 y al historial de producción del campo se le otorgará a esta variable un peso máximo de 1/3 del Qo_n.

5. HERRAMIENTA P3-CEC

Se desarrolló una herramienta software llamada P3-CEC, con el fin de que el usuario pueda obtener un diagnóstico esperado del estado de la precipitación de parafinas en cada uno de los pozos activos o candidatos a reactivación, utilizando las variables de producción actual.

Se realiza la herramienta utilizando Macros de Excel y en lenguaje Visual BASIC, por medio de una comparación con los resultados obtenidos en la prueba de hipótesis realizada al historial de producción en el desarrollo del capítulo 4, se puede afirmar que: “la probabilidad de precipitación de parafinas es del 50% cuando el promedio de producción normalizado mensual de: el caudal de aceite (Qo_n) y el GOR (GOR_n) es de 0.68, y sus intervalos de confianza son de 0.04 y 0.07 respectivamente, donde la probabilidad es inversamente proporcional al valor de Qo_n y directamente proporcional al de GOR_n ”.

Con la aplicación de esta herramienta se obtiene como resultado un valor cualitativo del daño en el pozo, debido a la precipitación de parafinas, esto como diagnóstico basado en el comportamiento de su producción en los últimos 6 meses.

Se consideró que el valor de relevancia del Qo_n era 3 veces mayor que el GOR_n debido a que solo la tercera parte de los valores de GOR_n presentaban una distribución normal.

5.1 APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA EN LOS 28 POZOS CANDIDATOS A REACTIVAR

Se evaluaron con la herramienta los 28 pozos candidatos a reactivar según el informe presentado por Ecopetrol (ver Tabla 27) y mencionado en el capítulo 3, para el potenciamiento del Campo Escuela Colorado.

Tabla 27. Evaluación de los pozos a reactivar mediante la herramienta.

Pozo	Fecha	Estado de precipitación de parafinas
Col 3	ABR - 00	BAJO
Col 12	FEB - 06	MEDIO
Col 16	MAY - 78	MUY ALTO
Col 21	NOV - 75	ALTO
Col 23	ENE - 87	MUY ALTO
Col 24	MAY - 80	BAJO
Col 25	JUN - 09	MEDIO
Col 31	ENE - 97	MEDIO
Col 35	OCT - 98	MINIMO
Col 36	DIC - 95	ALTO
Col 37	SEP- 09	BAJO
Col 38	SEP- 09	MINIMO
Col 39	FEB - 96	MEDIO
Col 40	MAY - 87	ALTO
Col 42	ENE - 87	ALTO
Col 44	ABR - 96	ALTO
Col 45	MAY - 97	BAJO
Col 49	ABR - 00	MINIMO
Col 55	JUN - 03	MUY ALTO
Col 56	ABR - 96	ALTO
Col 58	JUN - 00	MUYBAJO
Col 59	MAR - 99	MUY BAJO
Col 64	ABR - 80	BAJO
Col 67	ENE - 02	MUY BAJO
Col 69	DIC - 05	MEDIO
Col 70	SEP- 09	MINIMO
Col 74	JUL- 98	MUY BAJO
Col 75	SEP- 09	MINIMO
Col 76	DIC - 05	MEDIO

En los casos donde el valor del GOR es de 0.0 el peso del Qo_n fue de 1.0 y el del GOR_n fue 0.0.

En los casos donde hay producción hasta 2009, el valor mínimo es consistente debido a la inyección de químicos en estos pozos.

5.2 ANALISIS DE RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA EN LOS 28 POZOS A REACTIVAR

Una vez evaluados con la herramienta los 6 últimos meses de producción de los 28 pozos como se puede observar en la Tabla 27, se destacan de los resultados obtenidos en Colorado 35, Colorado 38, Colorado 49, Colorado 70 y Colorado 75 debido a que tienen el sus promedios de Qo_n superior a 0.80 y el GOR_n inferior a 0.47, estos pozos no se espera presencia de precipitación de parafinas en el momento de la evaluación, en los casos donde están actualmente en producción puede deberse a la inyección de químicos como inhibidores de precipitación.

También se destacan Colorado 16, Colorado 23 y Colorado 55 ya que en estos los promedios de Qo_n están por debajo de 0.56 y de GOR_n por encima de 0.89, por lo cual se espera que el estado de precipitación sea muy alto, según la herramienta.

5.3 MANUAL DE USUARIO PARA LA HERRAMIENTA P3-CEC

Esta herramienta trabaja con los datos de caudal de aceite Qo y GOR mensual, de los 6 meses anteriores al momento en el cual se desea evaluar la precipitación de parafinas, dando como resultado un valor cualitativo, al dar clic en el botón "INICIAR" del menú (ver Figura 52), solo es necesario que el usuario ingrese la fecha para la cual se hará el diagnostico como lo muestra la Figura 53, en la casilla marcada y los diferentes caudales de aceite y GOR solicitados por la herramienta como lo muestra la Figura 54.

Figura 52. Menú de la Herramienta.



Figura 53. Ingreso de fecha.

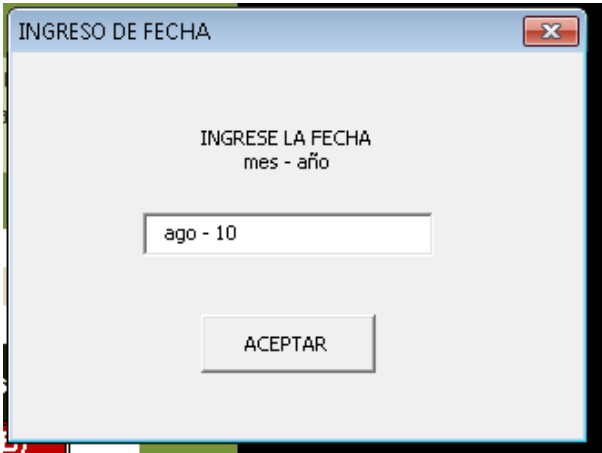


Figura 54. Ingreso de Datos Qo y GOR

	Qo (STB)	GOR (MSCF/STB)
un mes atras	277	2.08
2 meses atras	263	1.74
3 meses atras	150	1.47
4 meses atras	495	1.64
5 meses atras	214	1.56
6 meses atras	325	2.01

Como se enuncio anteriormente probabilidad para el promedio es del 50%, de ahí la precipitación esperada, aumenta o disminuye según el valor de los promedios a evaluar.

La herramienta presenta al usuario la opción de calibración, por medio de botón “CALIBRAR”, para cambiar los pesos de las variables, que son por defecto 75% para el Qo y 25% para el GOR, así el usuario decide qué valor otorgar a los pesos de acuerdo a su conveniencia, experiencia y experticia (ver Figura 55); por otra parte en la hoja de “Cálculos” se presenta el resultado con los valores por defecto (ver Figura 56) y en la hoja principal aparece le resultado de la evaluación con los pesos definidos por el usuario.

Figura 55. Ingreso de pesos

Figura 56. Hoja “Cálculos”

Defecto			Defecto					
	Promedio	Intervalo	NULO	MUY BAJO	BAJO	MEDIO	ALTO	MUY ALTO
Qo_n	0,68	0,04	5	4	3	2	1	0
GOR_n	0,68	0,07	0,80	0,72	0,68	0,64	0,56	0,00
			0,47	0,61	0,68	0,75	0,89	1,00

Calculados	Qo_n	GOR_n
	0,56	1,00
	0,53	0,84
	0,30	0,71
	1,00	0,79
	0,43	0,75
	0,66	0,97
Promedio	0,58	0,84

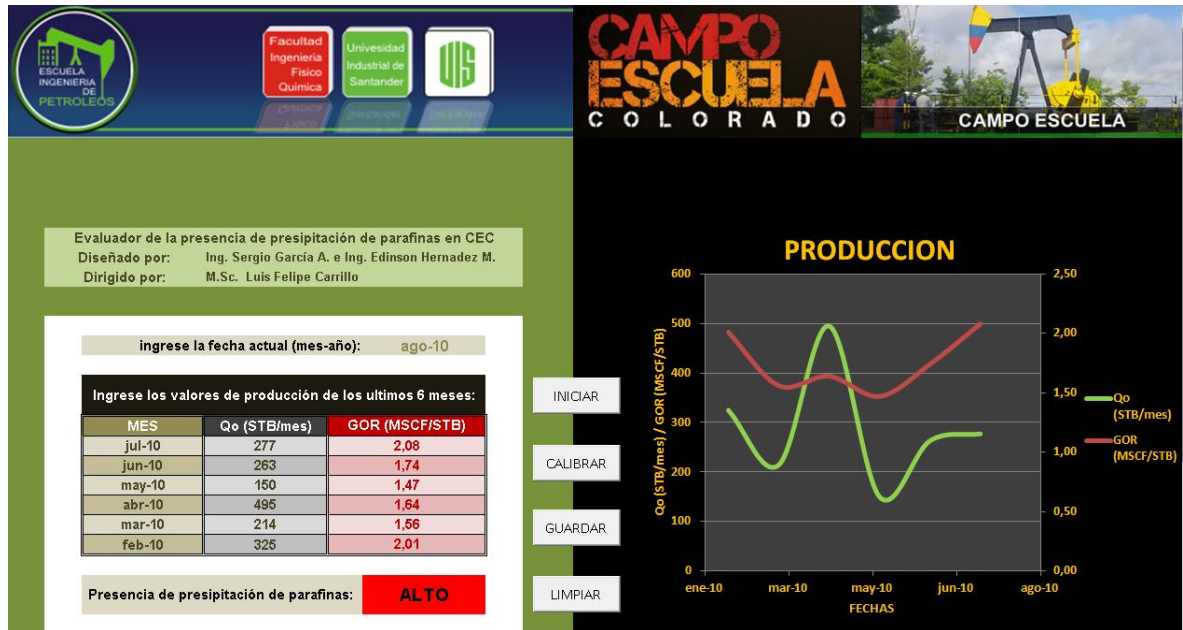
Estado	Alternativo	ALTO
	Defecto	ALTO

Valores para los pesos			
	sin peso	Defecto	Alternativo
Qo_n	1	0,75	0,10
GOR_n	1	0,25	0,90

	Defecto	Alternativo
Peso Qo	0,75	0,10
Peso GOR	0,25	0,90

Una vez obtenido el resultado final, el cual también incluye un gráfico Producción vs Tiempo de los 6 meses anteriores al de diagnóstico (ver Figura 57), el usuario tiene la opción de guardar los datos y los resultados con la fecha, por medio del botón “GUARDAR” estos datos pueden ser enviados en la hoja “Histórico” (ver Tabla 29).

Figura 57. Resultado Final



La herramienta presenta los siguientes diagnósticos como resultado mostrados en la Tabla 28:

Tabla 28. Resultado del diagnóstico

MINIMO	Estable, Continuar con las medidas tomadas hasta ahora
MUY BAJO	Muy leve incremento, Planear un tratamiento preventivo o mejorarlo
BAJO	Leve incremento, Aplicar o mejorar tratamiento Preventivo
MEDIO	Incremento considerable, Aplicar tratamiento de remoción
ALTO	Incremento Alto, Aplicar tratamiento de remoción
MUY ALTO	Incremento Muy Alto, Aplicar tratamiento de remoción

A partir de BAJO se considera recomendable plantear un plan de tratamiento de prevención de precipitación y de MEDIO uno de remoción, si se está aplicando un inhibidor, se considera que tiene un buen funcionamiento para resultados mínimos o muy bajos.

Tabla 29. Hoja “Histórico”

FECHA	Qo(STB/mes)	GOR(MSCF/STB)	RESULTADO
jul-10	277	2,08	ALTO
jun-10	263	1,74	
may-10	150	1,47	
abr-10	495	1,64	
mar-10	214	1,56	
feb-10	325	2,01	

Para hacer un nuevo cálculo solo es necesario hacer clic en el botón “LIMPIAR”, con lo cual la herramienta vuelve a su estado inicial y a los pesos por defecto (ver Figura 58).

Figura 58. Estado inicial de la Herramienta.



6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Se desarrolló una herramienta software en Excel con lenguaje Visual Basic, que entrega al usuario un diagnóstico del estado del pozo respecto a la precipitación de parafinas en seis niveles cualitativos de mínimo a muy alto y una recomendación respecto a un tratamiento de prevención o remoción.

Se analizó la totalidad de tratamientos realizados en los 54 pozos, a lo largo de 55 años de vida del campo y se encontraron 340 tratamientos exitosos y 302 tratamientos no exitosos.

El análisis estadístico realizado a los 32 tratamientos con eficiencias de flujo entre 1.5 y 3.0 permite concluir que:

- Los promedios normalizados de Q_o , Q_w y GOR, son 0.68, 0.54 y 0.68 respectivamente.
- Las desviaciones estándar de los promedios normalizados son 0.12, 0.25 y 0.12 respectivamente.

Con base en valores de las desviaciones estándar y promedios normalizados se obtuvieron los rangos para cada uno de los 6 niveles cualitativos que entrega la herramienta como resultado. Estos niveles son: mínimo, muy bajo, bajo, medio, alto y muy alto.

Se estructuró una metodología para determinar la precipitación de parafinas, esta metodología se validó utilizando el método de cálculo de curvas IPR en función de las eficiencias de flujo.

Se validó la evaluación cualitativa del daño a la formación mediante análisis nodal, se encontró que el método más apropiado fue el de Vogel Generalizado.

Los datos para generar la herramienta fueron sesgados con criterios de ingeniería y se analizó la totalidad de la población que cumplió los requisitos.

Basándose en la composición fisicoquímica, se puede inferir que el crudo de campo escuela Colorado es parafínico y que tiene la ventaja de responder muy bien a los a los inhibidores de parafinas, esto es coherente con los resultados mostrados por la herramienta para los pozos que producen actualmente, a los cuales se les inyecta un químico inhibidor mensualmente.

Se recomienda con base en los resultados obtenidos con la herramienta reactivar los pozos Colorado 35, Colorado 38, Colorado 49, Colorado 70 y Colorado 75; y realizar prioritariamente tratamiento a los pozos Colorado 16, Colorado 23 y Colorado 55.

Es importante la calibración de la herramienta y su mejora con la actualización, a medida que se reporten nuevos tratamientos y se obtengan las variables mencionadas en la metodología general.

Se recomienda la implementación de la herramienta como evaluador de inhibidores, con la información de producción de los meses posteriores a su aplicación, para calificar el funcionamiento del inhibidor con base en el resultado entregado por la herramienta.

Cuando se elabore un estudio a un campo, es recomendable realizar un análisis estadístico de los tratamientos como el presentado en este trabajo, con el fin de evaluar la eficiencia de los mismos y visualizar las oportunidades de desarrollo a futuro.

Se recomienda que así como se reportó una buena data de producción, se haga lo mismo con la de las principales variables necesarias para la aplicación de la metodología ideal planteada en este trabajo.

7. BIBLIOGRAFIA

- ARIZA LEON, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado. Tesis de magíster en ingeniería de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas, 2008.
- BEEGS H, Dale. Production Optimization Using NODAL Analysis TM.
- DIAZ VILORIA, Ricardo Jose. Análisis nodal en la optimización de la producción de los pozos del Campo Colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas, 2009.
- GARCIA, Maria del Carmen. Paraffin Deposition in Oil Production. 13-18 Febrero, 2001. SPE 64992, PDVSA-Intevep
- GROSSO VARGAS, Jorge Luis. Experiencias en el transporte y manejo de crudos parafínicos a escala de laboratorio, planta piloto y experiencias. Primer simposio Campo escuela Colorado. 2006.
- GUTIÉRREZ MERINO, Ana Ma. Extracción de aceites lubricantes con furfural. Universidad rey Juan Carlos. Escuela superior de ciencias experimentales y tecnología. Grupo de ingeniería química y ambiental. Mósteles 2003.17
- HAMMAML Ahmed, Paraffin deposition from oils: Comparison of laboratory results to field data. at SPE 38766. 1977

- JAIMES CAMPOS, Diana Marcela y PICO JIMENEZ, Maria Isabel. Diseño de la planta de tratamiento de aguas residuales y de producción evaluando las diferentes alternativas nacionales y extranjeras – aplicación Campo Colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquimicas, 2009.
- LEON QUINTANA, Camilo Andres y Bohada Correa, Marlon. Metodología para la selección, diseño y ejecución del reacondicionamiento de pozos inactivos. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquimicas, 2009.
- MONTGOMERY, Douglas C. y RUNGER, George C. Probabilidad y estadística aplicadas a la ingeniería. Mc Graw Hill, 1998
- PEÑARANDA ARENAS, Ivan Dario y Rincon Murillo, Yoilyn. Aplicación de compuestos polimericos como inhibidores de cristalización de parafinas en el crudo del Campo Escuela Colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquimicas, 2007.
- PINZON, Sergio Andres y ROJAS, Jonattan Andrey. Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos de petróleo. Trabajo de grado ingeniero de petróleo. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas. 2006.
- RESTREPO, A, SPE. Duarte, J, BP exploration y Sanchez, Y, Nalco co. A multiparameter Methodology for skin factor characterization: Applying basic statistics to formation damage theory. Mayo 30 – Junio 1, 2007. SPE 107674.

- RESTREPO, Karin Lorena y GRAZA, Carlos Hernan. Daño a la formación por precipitación de parafinas estado del arte. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de fisicoquímicas. 2006.
- RODRÍGUEZ, L. y CASTAÑEDA, M. Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido dinámico de crudos parafínicos-fase1. En: ciencia, tecnología y futuro, Vol.2 Num.2 (dic.2001).
- TORRES LEON, Jorge Wilson y Rangel Silva, William Alberto. Análisis de datos de producción a nivel de completamientos para la asignación de la producción del Campo Colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquimicas, 2008.