

**DETERMINACION
DEL UMBRAL DE CRISTALIZACION DE LAS PARAFINAS
EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO**

EMILIANO ARIZA LEON

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DEL SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2008**

DETERMINACION DEL UMBRAL DE CRISTALIZACION DE LAS PARAFINAS EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO

EMILIANO ARIZA LEON

Trabajo de grado presentado como
requisito para optar por el título de
Magíster en Ingeniería de
Hidrocarburos

MSc. FERNANDO CALVETE G.

Director

MSc. JOSE FRANCISCO ZAPATA A.

Co-Director

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DEL SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2008

DEDICATORIA

A mis hijos, Natalia Milena y Cesar Mauricio quienes con su vida llena de dulzura y alegría me brindan la energía y optimismo para persistir en el logro de grandes propósitos.

A mi esposa Gloria Amparo, por su comprensión y valioso apoyo en el caminar diario de la vida en la búsqueda de cumplir nobles metas.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por darme la oportunidad de alcanzar, disfrutar y compartir esta meta con mis familiares, colegas y amigos.

A mi director M.Sc Fernando Calvete y co-director del proyecto M.Sc José Francisco Zapata por su permanente apoyo y orientación para el cumplimiento de los objetivos del trabajo de investigación.

A la Dra. Ruby Arbeláez de Moncaleano por su dedicación y sabia orientación en los aspectos metodológicos de la investigación científica.

Al director de posgrados de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, M.Sc Samuel Fernando Muñoz y a todos los profesores de la Maestría por compartir su experiencia y conocimientos.

Al instituto Colombiano del Petróleo, en cabeza de su director, el Dr. Néstor Fernando Saavedra y a todos los profesionales de los diferentes laboratorios que nos colaboraron, por su compromiso y valioso apoyo a la investigación.

Al Campo Escuela, orientado por el Dr. Carlos Julio Monsalve, por su colaboración permanente.

Al grupo de investigación en Campos maduros, coordinado inicialmente por el M.Sc Aníbal Ordóñez y luego por la Ingeniera Esperanza Cotes con el acompañamiento del ingeniero Rubén Castro, por su incondicional asesoría y apoyo para el logro de las metas.

A mis tesisistas Diana, Jorge Mario, Miguel y José por la dedicación y esmero para desarrollar su trabajo de grado y contribuir con el logro de la presente investigación.

A mis compañeras de maestría Karen Pachano y Diana Patricia Mercado por su dedicación, persistencia y mutuo apoyo para juntos alcanzar esta meta.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION.....	28
1. PROBLEMAS DE DEPOSITACION DE PARAFINAS EN OPERACIONES DE PRODUCCION Y TRANSPORTE DE CRUDO.....	30
1.1 PARAFINAS	30
1.2 PRECIPITACION DE PARAFINAS	34
1.3 FACTORES QUE CONTROLAN LA PRECIPITACION DE PARAFINAS	36
1.3.1 Efecto de la Temperatura	36
1.3.2 Efecto del Peso molecular y del Punto de fusión de la parafina	37
1.3.3 Efecto de la proporción relativa de solvente - soluto	37
1.3.4 Efecto de la Presión	38
1.3.5 Efecto de la Naturaleza de la solución	39
1.4 MECANISMOS DE DEPOSITACION DE PARAFINAS	40
1.4.1 Difusión molecular	40
1.4.2 Dispersión por corte o esfuerzo de cizalla	40
1.4.3 Movimiento Browniano	41
1.5 ENVOLVENTE DE CRISTALIZACION DE PARAFINAS	43
1.6 CONSECUENCIAS DE LA DEPOSITACION DE PARAFINAS	43
1.7 METODOS DE PREVENCION Y CONTROL DE DEPOSITACION DE PARAFINAS	44
1.6.2 Métodos preventivos	45
1.6.1 Métodos remediales	45
2. DETERMINACION DEL UMBRAL DE CRISTALIZACION DEL CAMPO COLORADO ..	46
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO	46
2.2 IMPORTANCIA DE LA CARACTERIZACION DE FLUIDOS DEL CAMPO COLORADO	50
2.3 PROBLEMA DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO	54
2.4 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EDP	55
2.4.1 Muestreo de Fluidos	55
2.4.2 Proceso de selección del pozo para muestreo	58
2.4.3 Revisión de análisis PVT existentes Campo Colorado (tomados en 1960)	69
2.5 TOMA DE MUESTRAS DE FLUIDOS EN EL POZO COLORADO 25	76

2.6 DISEÑO EXPERIMENTAL PRUEBAS DE LABORATORIO	80
2.7 RESULTADOS DE LA CARACTERIZACION DE FLUIDOS DE COLORADO-25	91
2.8 RESULTADOS DEL ANALISIS PVT POZO COL-25	93
2.9 COMPORTAMIENTO REOLOGICO DEL CRUDO VIVO COL-25	96
2.10 RESULTADOS DE LA ENVOLVENTE DE PRECIPITACION DE PARAFINAS (EDP) MEDIANTE EL METODO NIR. ARENAS B CAMPO COLORADO	99
2.10.1 Prueba de reversibilidad de asfaltenos	100
2.10.2 Resultados EDP	101
3. COMPARACION DE LOS RESULTADOS EXPERIMENTALES CON LOS DE UN MODELO TERMODINAMICO EXISTENTE PARA LA PREDICION DE PARAFINAS.	107
3.1 ESTUDIO DE MODELOS.....	107
3.2 ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MODELOS DE PRECIPITACION DE PARAFINAS.....	110
3.3 COMPARACIÓN DE RESULTADOS EXPERIMENTALES CON LOS MODELOS..	122
4. PRONOSTICO DE LA PRECIPITACION DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO.....	124
5. METODOLOGIA PARA EL ESTUDIO DE COMPORTAMIENTO DE PARAFINAS	130
CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS	149
BIBLIOGRAFIA.....	151

LISTA DE DE FIGURAS

Figura.1. Estructura molecular de las parafinas normales.....	31
Figura 2. Estructura molecular de las isoparafinas.....	31
Figura 3. Estructura molecular de los naftenos o cicloparafinas.....	31
Figura 4. Estructura molecular de los aromáticos	31
Figura. 5 Representación de las parafinas	32
Figura. 6 Sitios potenciales de precipitación de parafinas.....	35
Figura. 7 Solubilidad de la parafina.....	38
Figura. 8 Depositación de parafinas por difusión molecular.....	41
Figura. 9 Depositación de parafinas por corte	41
Figura. 10 Efecto del régimen de flujo sobre la depositación de parafinas.....	42
Figura. 11 Depositación de parafinas por movimiento Browniano	42
Figura. 12 Envoltente de precipitación de parafinas (EDP)	44
Figura. 13 Localización del Campo Colorado.....	46
Figura. 14 Corte Frontal – Vista de Compartimentos en profundidad, esquema del Modelo Geológico Campo Colorado planteado como hipótesis.....	50
Figura. 15 Mapa Distribución de °API - Campo Colorado	52
Figura 16 Caracterización de fluidos de yacimiento	53
Figura. 17 Columna estratigráfica generalizada del VMM.....	57
Figura. 18 Estado mecánico del pozo Col-25.....	65
Figura. 19 Estado mecánico del pozo Col-64.....	69
Figura. 20 Comparación de la relación Gas-Aceite (Rs) pozos Campo Colorado....	71
Figura. 21 Comparación de los factores volumétricos del aceite pozos Campo Colorado.....	71
Figura. 22 Comparación de la viscosidad del aceite pozos Campo Colorado a temperatura de yacimiento	72
Figura. 23 Ubicación pozos Campo Colorado que tienen análisis PVT.....	73
Figura. 24 Análisis de la continuidad en los bloques de la arena B Campo Colorado	74
Figura. 25 Presión y Temperatura de yacimiento pozo Col-25 (Arenas B).....	77
Figura. 26 Contactos agua-aceite y aceite gas pozo Col-25.....	79
Figura. 27 Gradiente del fluido Col-25 (arena B)	79
Figura. 28 Esquema de diseño factorial.....	81
Figura. 29 Viscosidad del crudo muerto del pozo Col-25	92
Figura. 30 Composición del fluido de yacimiento (Pozo Col-25 arenas B).....	94
Figura. 31 Viscosidad del fluido de yacimiento (Col-25. arena B).....	98
Figura. 32 Punto de cristalización a 14.7 psia por método de viscosidad (Col-25 .arena B).....	98
Figura. 33 Envoltente de precipitación de parafinas por viscosidad (Col-25 .arena B)	99
Figura. 34 Punto de cristalización a 805 psia. Técnica NIR (Col-25. Arena B).....	103

Figura. 35 Envoltente de precipitación de parafinas, Técnica NIR (Col-25 .arena B)	103
Figura. 36 Comportamiento de la temperatura de cristalización con el gas en solución	104
Figura. 37 Comparación de las EDP técnicas NIR y Viscosidad	106
Figura. 38 Modelo de Solución sólida	108
Figura. 39. Modelo de fase multisólida	109
Figura. 40 Comparación de la EDP experimental con la de modelos	123
Figura. 41 Delimitación de las condiciones de precipitación de parafinas (arena B Campo Colorado)	124
Figura. 42 Estado termodinámico de precipitación de parafinas Arena B Campo Colorado	127
Figura. 43 Metodología para el estudio de comportamiento de parafinas	130
Figura. 44 Diseño de Técnica de Muestreo poblacional en pozos	133
Figura. 45 Principales Criterios de Selección del Pozo a Muestrear	135
Figura. 46 Principio de medición de la temperatura de cristalización por el método NIR	144
Figura. 47 Equipo de prueba NIR	146

LISTA DE TABLAS

Tabla. 1 Datos Básicos de Yacimiento (formación mugrosa).....	56
Tabla. 2 Datos basicos de PVT arenas B, C, D y E (tomados en 1960)	57
Tabla. 3 Selección del pozo a muestrear	60
Tabla. 4 Resumen comparativo de los pozos candidatos a muestreo de fondo.....	75
Tabla. 5 Diseño Experimental	86
Tabla. 6 Caracterización del crudo del pozo Col-25.....	91
Tabla. 7 Viscosidad del crudo muerto del pozo Col-25.....	92
Tabla. 8 Composición del fluido de las arenas B (Fluido Col-25).....	95
Tabla. 9 Viscosidad del fluido de yacimiento (Col-25. arena B)	97
Tabla. 10 Resultados de la reversibilidad de asfaltenos (crudo arenas B. Col-25).	101
Tabla. 11 Índice de inestabilidad Coloidal (CII) pozos Campo Colorado	101
Tabla. 12 Puntos de cristalización, Técnica NIR (fluido Col-25, arena B)	102
Tabla. 13 Variación del punto de cristalización con el gas en solución (Col-25 arena B)	104
Tabla. 14 Comparación EDP por técnicas NIR y Viscosidad	106
Tabla. 15 modelo DE CONOCO INC.....	111
Tabla. 16 modelo DE SADEGHAZAD Y COLABORADORES.....	112
Tabla. 17. Modelo de NICHITA Y COLABORADORES	114
Tabla. 18. Modelo de COUTINHO Y COLABORADORES.....	117
Tabla. 19. Escala Descriptiva	119
Tabla. 20. Comparación Cualitativa de modelos de precipitación de parafinas	120
Tabla. 21 Comparación Cuantitativa de modelos de precipitación de parafinas ...	120
Tabla. 22 Comparación de la EDP experimental con modelos.....	123
Tabla. 23 Variación del punto de cristalización de parafina con presión, temperatura y profundidad (Col-25).....	126
Tabla. 24 Análisis SARA Crudos campo Colorado.....	128
Tabla. 25 Factor de Caracterización de Watson (K) Crudos campo Colorado	128

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Pozo Colorado 25.....	63
Ilustración 2 Pozo Colorado 64.....	66
Ilustración 3 depósito de sólidos Col-25 (encontrado a 2180	80
Ilustración 4 . Cristal de parafina formado en prueba de punto de cristalización (arena B, Col-25)	105

RESUMEN

TITULO: DETERMINACION DEL UMBRAL DE CRISTALIZACION DE LAS PARAFINAS EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO.¹

AUTOR: EMILIANO ARIZA LEON ²

PALABRAS CLAVES: *ceras parafínicas, precipitación, envolvente de precipitación de parafinas, punto de cristalización, modelos de parafinas, Campo Escuela Colorado.*

La precipitación y depositación de ceras parafínicas es un problema que ha afectado al Campo Colorado durante su vida productiva. El hecho de no conocer las condiciones y factores bajo las cuales se presenta el fenómeno de precipitación, ha dificultado la implementación de un método que brinde una solución adecuada.

Mediante el presente trabajo de investigación se determinó a nivel experimental la envolvente de precipitación de parafinas del crudo del Col-25 perteneciente a las arenas B del Campo Colorado, con lo cual se deja caracterizado el estado termodinámico bajo el cual inicia el problema. Los resultados son comparados con modelos académicos y comerciales para la predicción de precipitación y se recomienda el tipo de modelo que mejor representa los factores de ocurrencia del fenómeno, el cual se debe ajustar para que represente el comportamiento del fluido. Además, se hace un pronóstico del inicio de cristalización de parafinas a las condiciones originales y actuales de las arenas B y de su incidencia en el aseguramiento de flujo; igualmente se hace inferencia sobre lo que puede pasar en las otras arenas. Finalmente, se plantea una metodología para el estudio del comportamiento de parafinas que se puede aplicar a campos recién descubiertos o en campos maduros.

Con la determinación de la envolvente de precipitación de parafinas, se facilita la comprensión y análisis de las condiciones físicas y el estado termodinámico en que ocurre la precipitación y depositación de parafinas en el Campo Colorado, lo cual permitirá el estudio e implementación efectiva de métodos de prevención y remediación.

En el estudio, también se encontró que además de la cristalización de parafinas en yacimiento se presenta precipitación de asfaltenos, por lo tanto se requiere hacer una evaluación del daño a la formación.

¹ Tesis de Maestría

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Maestría en Ingeniería énfasis en Hidrocarburos
Director: Msc Fernando E. Calvete. UIS; Co-Director: José Francisco Zapata A. ICP

ABSTRACT

TITLE: DETERMINATION ONSET OF CRYSTALLIZATION OF WAX IN THE CRUDE COLORADO FIELD.³

Author: EMILIANO ARIZA LEON⁴

KEY WORDS: *Wax, precipitation, onset of wax precipitation, point of crystallization, wax models, Field Colorado School.*

The precipitation and deposition wax are a problem that has affected to the Colorado Field during its productive life. The fact of not knowing the conditions and factors, under which the precipitation phenomenon appears, has made difficult the implementation of a method that offers a suitable solution.

By means of the present work of investigation was determined at experimental level the onset of wax precipitation of the oil well Col-25 that belongs sands B of the Colorado Field, consequently has been characterized the thermodynamic state under which the problem begins. The results are compared with academic and commercial models for the precipitation prediction and the better type of model is recommended for to represents the factors of occurrence of the phenomenon, which is due to fit so that it represents the behaviour of the fluid. In addition, a prognosis becomes of the beginning of crystallization to paraffin to the original and present conditions of sands B and to their incidence in the flow assurance; also inference is made about what can happen in the other sands. Finally, a methodology for the study of the paraffin behaviour considers that can be applied to oil new fields or in mature fields.

With the determination of the onset of wax precipitation, facilitates the understanding and analysis of the physical state condition and the thermodynamic state in which it happens the precipitation and deposition paraffin's in the Colorado Field, which will allow to the study and effective implementation of prevention and remedial methods.

In the study, also we find besides the wax crystallization too the asphaltene precipitation, therefore it is required to make an evaluation of the damage to the formation.

³ Thesis

⁴ Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Msc Fernando E. Calvete. UIS; Co-Director : Msc. José Francisco Zapata A. ICP

INTRODUCCION

Durante la producción de crudos parafínicos se pueden presentar serios problemas operativos debido a la cristalización de parafinas, fenómeno que puede ocurrir dentro del yacimiento o en un punto cualquiera entre el yacimiento y las facilidades de superficie o durante el transporte por ductos hacia las refinerías o centros de despacho. El punto de cristalización, es decir, la temperatura a una presión dada en donde precipita el primer cristal de parafinas, depende principalmente de la concentración o contenido de ceras parafínicas, de la presión y de la temperatura.

Las ceras parafínicas son muy valiosas como derivados del petróleo y de amplio uso industrial, pero el gran reto es como producir y transportar el crudo que las contiene. Se presentan grandes inconvenientes para asegurar el flujo por ductos causando pérdidas de producción, por tanto se requieren esfuerzos técnicos y económicos en la prevención y remediación de parafinas, a lo cual las empresas invierten en tecnología e investigación. Para implementar cualquier método de control de parafinas se requiere primero conocer las condiciones de presión, temperatura y demás factores bajo las cuales ocurre la precipitación y depositación, es decir es prioritario caracterizar el espacio termodinámico bajo el cual sucede el fenómeno.

Leontaritis (1995), gran investigador del tema de precipitación de parafinas, ha determinado la envolvente de varios crudos vivos y de fluidos sintéticos en las que evalúa el efecto del gas en solución y la presión sobre el punto de cristalización y describe que es muy tentador afirmar que con el incremento en presión de un crudo vivo se tiende a disminuir esta temperatura, pero que esto no siempre se cumple.

La precipitación de parafinas es a menudo estudiada para crudos muertos y teniendo como principal factor los cambios de temperatura, 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. Benavides, Barrufet y Saint Marcoux (2004) concluyen en un estudio que para crudos vivos con bajo contenido de gas en solución (menor al 50% en mol) sometidos a bajas presiones, generalmente se logra una disminución en el punto de cristalización pero al aumentar la presión por encima del punto de burbuja, esta temperatura se incrementa. Sin embargo, estos autores, aclaran que el comportamiento del punto de cristalización con la presión es específico para cada fluido, por lo cual se debe hacer una evaluación individual. Por eso, en el presente trabajo se analiza el comportamiento del gas en solución sobre la precipitación de parafinas, planteando como supuesto teórico que el incremento del gas en solución contribuye a disminuir la temperatura de cristalización. Este análisis se realiza específicamente para el Campo Colorado.

En el campo escuela Colorado de la Universidad Industrial de Santander, a través del tiempo se perforaron 75 pozos, de los cuales solamente cuatro están en producción, con promedio de 20 BOPD; históricamente se ha presentado el problema de depositación de parafinas y a pesar de trabajos remediales no se ha podido dar una verdadera solución y por el contrario se han tenido que abandonar los pozos. No se conoce de estudios anteriores para caracterizar los fluidos del yacimiento y de los depósitos de parafinas ni el sitio en la cadena productiva en donde ocurre el problema.

Con la presente investigación se determina a nivel experimental el umbral de cristalización de parafinas a una muestra de crudo vivo tomada en fondo del pozo Col-25 y se analiza la incidencia de la presión, temperatura y efecto del gas en solución, principales factores de la precipitación de estos sólidos orgánicos. Con la envolvente de cristalización de parafinas del crudo del Campo Colorado, se realiza una comparación con los resultados del modelo termodinámico de multisólidos seleccionado mediante un estudio y con otros modelos académicos y comerciales existentes. Igualmente se deja como aporte adicional una metodología estructurada sobre el proceso a seguir para determinar el umbral de cristalización de parafinas incluyendo el diseño de muestreo, los lineamientos y normatividad para el muestreo en fondo y superficie, el diseño experimental y pruebas de laboratorio, el tratamiento a los datos obtenidos y el análisis de los factores incidentes en este fenómeno.

1. PROBLEMAS DE DEPOSITACION DE PARAFINAS EN OPERACIONES DE PRODUCCION Y TRANSPORTE DE CRUDO

1.1 PARAFINAS

El petróleo en su estado natural es una mezcla de compuestos orgánicos de estructura variada y de pesos moleculares diferentes, lo cual lleva al diseño de métodos de análisis y procesamiento acorde con la complejidad del crudo y considerando los productos que se desea obtener.

En general es posible agrupar los constituyentes del petróleo en cuatro fracciones o grupos orgánicos bien definidos: Saturados (S), aromáticos (A), Resinas (R) y asfaltenos (A); este conjunto es conocido como SARA. Estas fracciones tienen características especiales y se pueden separar para su estudio y caracterización.

Los saturados son hidrocarburos no polares, a los cuales pertenecen las ceras parafínicas que son depósitos orgánicos que se cristalizan por enfriamiento; esto puede ocurrir en el yacimiento, en el subsuelo ó en superficie.

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.

Las parafinas normales son cadenas de hidrocarburos saturados, formados principalmente por cadenas entre C_{16} y C_{60+} con temperaturas de fusión de 64 °F a 211 °F. Los depósitos de parafina están acompañados de resinas, material asfáltico, arena, escamas y en ocasiones agua. Ellas son de naturaleza cristalina y tienden a cristalizar y precipitar del crudo por debajo de su punto de cristalización. Las parafinas son moléculas apolares, cuya interacción se debe a fuerzas de Vander Waals.

Figura.1. Estructura molecular de las parafinas normales

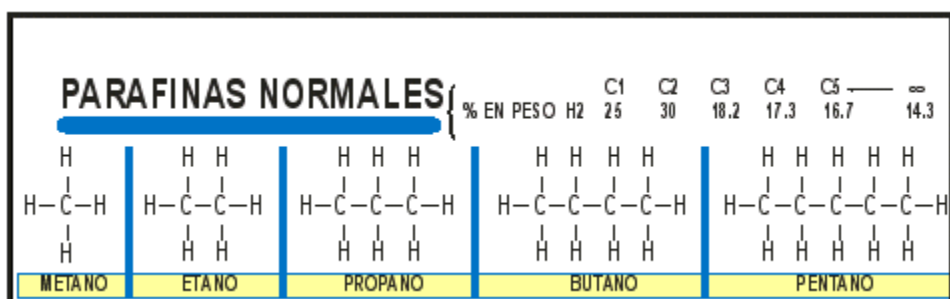


Figura 2. Estructura molecular de las isoparafinas

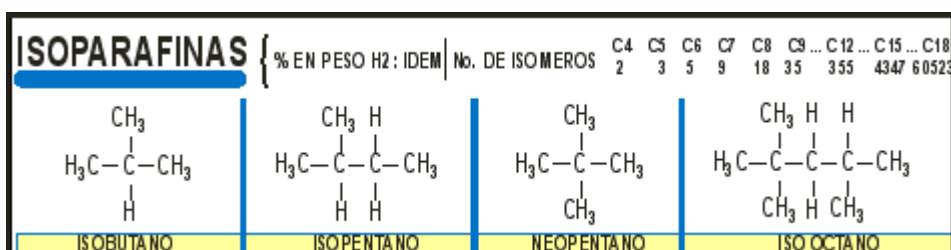


Figura 3. Estructura molecular de los naftenos o cicloparafinas

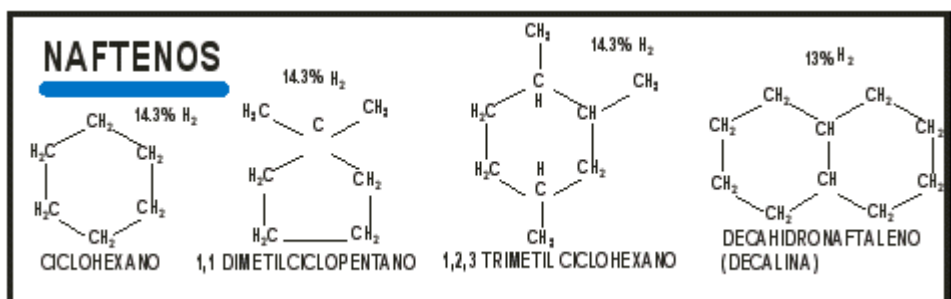


Figura 4. Estructura molecular de los aromáticos

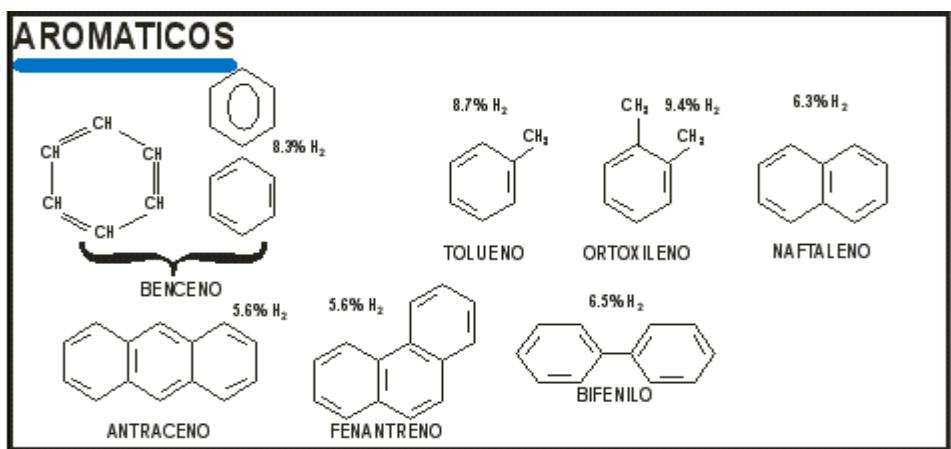
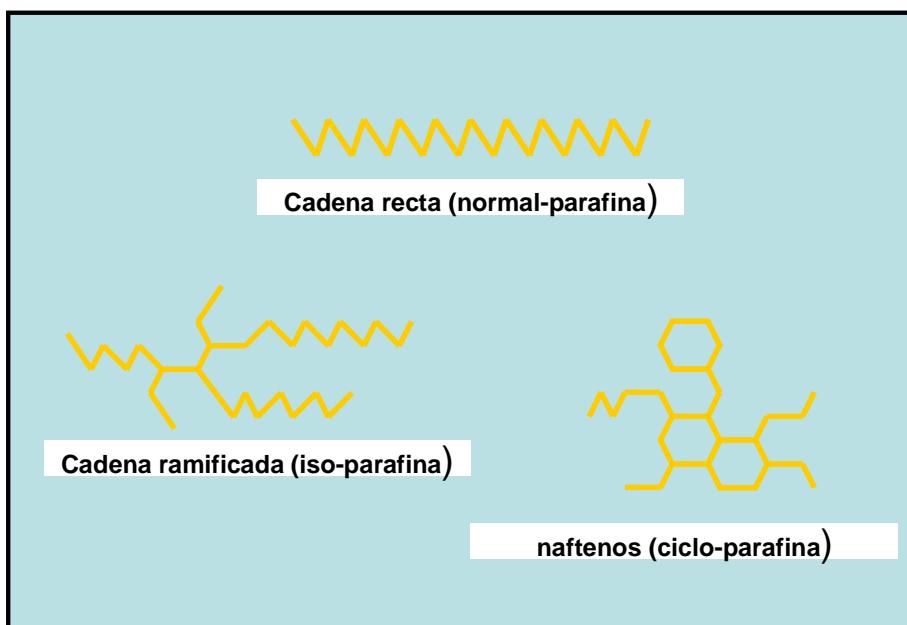


Figura. 5 Representación de las parafinas



Los aromáticos, son hidrocarburos que contienen uno o más estructuras en formas de anillos similares al benceno; 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.

De otra parte, las resinas pertenecen a aquella fracción del crudo que es soluble en un hidrocarburo n-alcano; son oscuras, semisólidas, muy adhesivas, de peso molecular alto. Las resinas tienen una cabeza polar alrededor de los asfaltenos y una no polar que se extiende dentro del petróleo, por lo tanto previenen la acumulación de agregados polares que no pueden dispersarse en el crudo; mejora su solubilidad por la interacción con los grupos aromáticos y polares, y de esta manera inhibe la precipitación de los asfaltenos. Crudos con alto contenido de resinas son relativamente estables.

Los asfaltenos son compuestos cuya estructura está conformada por anillos poli cíclicos y aromáticos condensados con cadenas laterales; son polares debido a la presencia de oxígeno, sulfuro, nitrógeno y metales (Ni,V,Fe); solubles en compuestos aromáticos (xileno, tolueno) e insoluble en solventes parafínicos como el kerosene o el diesel. No son solubles en el crudo pero permanecen en suspensión como coloides (partículas de mayor tamaño que 1 micra) a condiciones de presión y temperatura del yacimiento que

precipitan cuando se disminuye la presión durante la etapa de producción primaria; el principal problema de asfaltenos se presenta en el yacimiento y en la cara del pozo.

Los petróleos (crudos) se clasifica en 3 grandes categorías: Parafínicos, asfálticos y aromáticos.

- **Petróleos parafínicos:** Son de color claro, fluidos y 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 contienen más del 50% de hidrocarburos saturados y dentro de estos superior al 40% del tipo alcanos o parafínicos.

Los hidrocarburos parafínicos normales son lineales, caracterizados porque los átomos están unidos por enlaces sencillos, indicando con ello que las cuatro valencias del carbono están satisfechas. Los cuatro primeros miembros de la serie de los alcanos son gases (metano, etano, propano y butano), del pentano (C_5) al hexadecano (C_{16}) son líquidos y de ahí en adelante semi-sólidos y sólidos. A medida que aumenta el número de átomos de carbono en la molécula, aumenta el peso molecular, la densidad y el punto de ebullición.

Los hidrocarburos isoparafínicos, también son de enlace sencillo, pero forman cadenas ramificadas, por tanto tienen un punto de fusión menor que el correspondiente a la estructura equivalente de los parafínicos normales; así el iso-decano tiene un punto de fusión menor al del n-decano.

- **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), queda residuo asfáltico. 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 C_5 al C_{15} 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:** Contienen más del 45% de hidrocarburos aromáticos. Los crudos de base aromática son escasos en la naturaleza, en el mundo se encuentran algunos en California (EE.UU.), el Cáucaso (Rusia) y en Borneo y Sumatra (Oceanía).

Los hidrocarburos aromáticos están constituidos por el benceno y sus derivados. Se caracterizan por ser cíclicos, que tienen anillos de seis átomos de carbono altamente insaturados (tres dobles enlaces alternados con tres enlaces sencillos en cada anillo), sus propiedades físicas y químicas son muy diferentes de las demás series de hidrocarburos cíclicos. Sus fórmulas estructurales se representan por uno o más anillos. 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.

1.2 PRECIPITACION DE PARAFINAS

Durante el proceso de producción, los hidrocarburos experimentan una serie de fenómenos fisicoquímicos y termodinámicos complejos, debidos a los cambios en las condiciones de operación. Estas alteraciones generan cambios de fase (paso de líquido a sólido y a gas), con la correspondiente segregación y depositación de sus partículas (parafinas, asfaltenos y resinas) causando obstrucción del flujo con la consiguientes pérdidas de producción.

El comportamiento ideal en la producción de un crudo con contenido de parafinas, debería ser aquel en que el fluido del pozo llegara a las facilidades de superficie a una temperatura superior al punto de cristalización; sin embargo, muchos factores impiden que esto siempre suceda, por lo cual se requiere hacer el estudio para caracterizar el

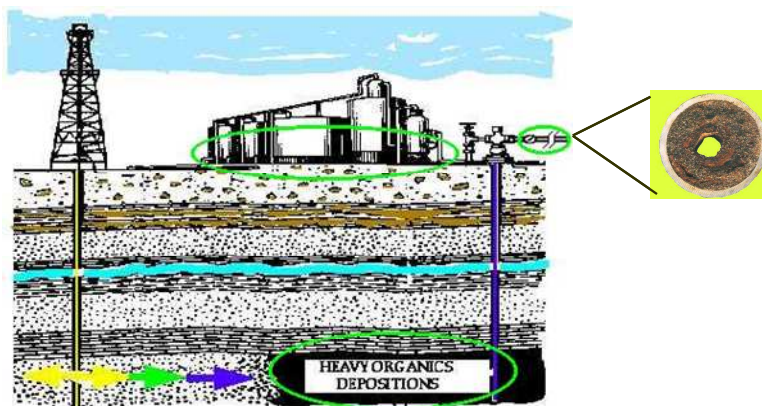
fluido, con el fin de determinar e implementar los métodos de control de depositación de parafinas para asegurar el flujo hasta superficie.

Los depósitos de parafina causan diversos problemas por el taponamiento de las líneas ocasionando pérdidas en producción, por lo que se requiere realizar limpieza permanente de pozos y de tuberías en superficie, generando altos costos de operación. Por las razones expuestas anteriormente, algunos investigadores han puesto su atención en hacer un análisis y comprensión del fenómeno para plantear modelos, lo cual permita conocer las condiciones y causas de depositación para hacer predicciones a partir de datos experimentales en laboratorio, a fin de evaluar y cuantificar la depositación y desarrollar e implementar métodos de prevención o control de este fenómeno.

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 (Figura 6).

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, puentando o bloqueando los canales causando restricción al flujo (Kosta J. Leontaritis. Wellbore damage by wax deposition in gas-condensate reservoirs World Oil, Oct, 1999).

Figura. 6 Sitios potenciales de precipitación de parafinas



Modificada de paraffin/wax and waxy crude oil . <http://tigger.uic.edu/wax.and.waxy.crude>

1.3 FACTORES QUE CONTROLAN LA PRECIPITACION DE PARAFINAS

Son diversos factores los que controlan la precipitación de parafinas ⁵ , los cuales han sido estudiados experimentalmente; entre ellos se encuentran:

1.3.1 Efecto de la Temperatura: Los hidrocarburos a condiciones de yacimiento se encuentran a una cierta temperatura que depende de la profundidad. A medida que los fluidos durante la producción viajan a superficie se van enfriando.

La temperatura tiene gran influencia sobre la solubilidad de la parafina (solute) dentro del solvente (crudo sin parafina), por tanto cuando se incrementa la temperatura la solubilidad de la parafina se aumenta y viceversa.

La depositación de parafinas está caracterizada por cuatro temperaturas: Punto de cristalización, punto de gel, punto de fluidez y temperatura de fusión (temperatura de congelamiento).

El punto de cristalización es la temperatura a la cual precipita el primer cristal de parafina; el punto de fluidez es la temperatura a la cual la solución (crudo) deja de fluir; el punto de fusión es la temperatura a la que la sustancia pasa de sólido a líquido y la temperatura de gel es aquella a la cual se inicia la formación de una red cristalina, cuando el fluido está en reposo y se enfría el crudo por debajo del punto de fluidez.

Para una sustancia pura el punto de cristalización y de fusión son iguales, pero para una mezcla son ligeramente diferentes, por lo tanto en el caso de las parafinas se debe utilizar el punto de cristalización. El punto de fluidez está usualmente 10 a 20 °F por debajo del punto de cristalización, dependiendo de la cantidad y tipo de cera y se determina por el método ASTM D 97 “Standard Test Methods for pour point of crude oils”.

⁵ [SADEGHZAD, Ayoub; CHRISTIANSEN, Richard. The prediction of cloud point Temperature: In Wax Deposition. SPE 64519. October 2000.](#)

El punto de cristalización es una propiedad termodinámica que depende de la presión, temperatura y composición del crudo; el punto de fluidez y el de gel son propiedades reológicas del crudo que son afectadas por la estructura del cristal de cera, por el tamaño y número de cristales.

La presencia de cristales de cera en el crudo imparte un comportamiento reológico especial del crudo, incluyendo esfuerzo de tensión, esfuerzo de corte y dependencia del tiempo bajo estado de flujo y la formación de un fuerte gel termo-reversible, un comportamiento que dependerá del corte y de la historia térmica de la muestra.

Los cambios de temperatura se pueden dar por:

- Liberación de gas en el yacimiento, es decir disminución de la solubilidad.
- Radiación de calor del yacimiento a las formaciones vecinas.
- Liberación del gas y los compuestos livianos del crudo en su viaje de yacimiento a superficie.
- Cambio en la temperatura por intrusión de agua u otro líquido o por temperaturas externas bajas (en cabeza de pozo).

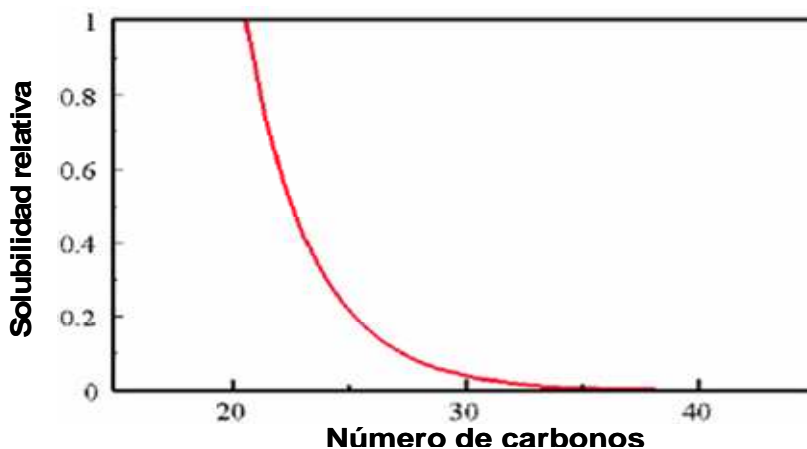
1.3.2 Efecto del Peso molecular y del Punto de fusión de la parafina A temperatura constante, cuando el peso molecular de la parafina se incrementa, el punto de fusión se aumenta, disminuyendo la solubilidad en los solventes. Esto quiere decir, que la concentración de parafina en el crudo, tiene gran influencia sobre la temperatura del punto de fusión y por tanto sobre la temperatura del punto de cristalización.

Por otra parte cuando el peso molecular aparente de la solución disminuye, la temperatura del punto de cristalización disminuye, lo cual retarda la precipitación de las parafinas. Por tanto la precipitación de parafinas depende de la composición del crudo parafínico.

1.3.3 Efecto de la proporción relativa de solvente - soluto: Cuando la concentración de soluto en la solución se incrementa, el punto de cristalización aumenta. El soluto se denomina a las parafinas que precipitan, se cristalizan y forman una fase sólida y el solvente serán los demás componentes del crudo que no cristalizan.

La presencia de gas (alta relación gas/aceite - GOR) actúa como un solvente y en el crudo disminuye el punto de cristalización, debido a que las burbujas de gas distribuidas en el aceite tienen una energía de presión adicional que ayuda al flujo; también el gas libre reduce el esfuerzo de gel del crudo muerto, porque crea una barrera que ayuda a evitar la atracción entre las moléculas durante la etapa de endurecimiento de la parafina. Igualmente, las moléculas de gas en solución ocupan un espacio entre las moléculas de parafina evitando su unión, cuando disminuye la presión o el flujo es restaurado⁶. Los tres parámetros que afectan la solubilidad de la parafina en el crudo son la temperatura, la presión y la composición del crudo. Sin embargo, se ha analizado que principalmente es función del número de carbonos y de la temperatura del sistema (Nenniger y Nenniger 1990), quienes demostraron que la solubilidad del C₄₀ en un crudo disminuyó en más de dos órdenes de magnitud cuando la temperatura pasó de 50°C a 20 °C. En la Figura 7. Se presenta la solubilidad relativa de la parafina en función del número de carbonos.

Figura. 7 Solubilidad de la parafina



Tomada de Recent advances in wax deposition Modeling. Baker Petrolite .Februrary, 2006

1.3.4 Efecto de la 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

⁶ [RAI R. ; SARKAR B and KEPT Dalal. „Multiphase Transportation of High Waxy Crudes . SPE 27061. 1995](#)

(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. Benavides, Barrufet y Saint Marcoux ⁷ concluyen de un estudio (usando el software PVTsim) que para crudos con bajo contenido de gas en solución (menor al 50% en mol) sometidos a bajas presiones, generalmente se logra una disminución en el punto de cristalización pero al aumentar la presión por encima del punto de burbuja, luego esta temperatura se incrementa. Sin embargo aclaran que el comportamiento del punto de cristalización con la presión es específico para cada fluido, por lo cual se debe hacer una evaluación individual.

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; este tema es actualmente objeto de investigación.

1.3.5 Efecto de la Naturaleza de la solución: Cuando se habla de la naturaleza de la solución se hace referencia a la composición física y química de la misma, en este caso del crudo. La composición física indica la presencia y cantidad de materiales como: agua, resinas, metales, productos de corrosión, material asfáltico coloidal, arena y arcilla entre otros que actúan como centros de nucleación de las parafinas. Los experimentos revelan que si la composición físico-química de la solución tiende a ser más liviana (disminución del peso molecular), disminuye el punto de cristalización, lo cual es favorable para asegurar el flujo de los hidrocarburos. Se cree que la presencia de asfaltenos que son sólidos de naturaleza amorfa que ayudan a remediar la depositación de parafinas, es decir actúan como inhibidores.

Existen otros factores que influyen en la depositación de parafina, tales como el esfuerzo de corte y la tasa de flujo. Generalmente los crudos que contienen ceras parafínicas tienen un comportamiento newtoniano por encima del punto de cristalización; a temperaturas entre el punto de cristalización y el punto de fluidez presentan un comportamiento seudo plástico y por debajo del punto de fluidez el comportamiento es seudo plástico pero con esfuerzo inicial.

⁷ [BENAVIDES, Maria, SAINT MARCOUX Jean Francois and BARRUFET Maria. Dilution Strategies for Wax and Control for Deepwater Development from a Flow Assurance Perspective : Part I-Current Practice and Perspective. SPE 90688, Sept 2004.](#)

1.4 MECANISMOS DE DEPOSITACION DE PARAFINAS

En los yacimientos en los que la temperatura está por encima del punto de cristalización, el punto crítico en donde puede iniciar la precipitación y acumulación de parafina es en la tubería de producción, en el que se presenta una fuerte liberación de presión y caída de temperatura. La depositación de parafinas en tuberías y oleoductos está gobernada por tres mecanismos⁸: Difusión molecular, por corte y movimiento Browniano.

1.4.1 Difusión molecular

Es el mecanismo que prevalece mientras el crudo está por encima del punto de cristalización. A medida que el crudo asciende dentro de la tubería de producción se somete a una transferencia de calor con las paredes de la tubería y se forma un perfil de temperatura (Figura 8.) en el cual a temperaturas inferiores al punto de cristalización existe una concentración de cristales de parafina que da lugar a la difusión.

1.4.2 Dispersión por corte o esfuerzo de cizalla

Se presenta cuando el crudo tiene temperatura inferior al punto de cristalización. Los cristales dispersos en el crudo son llevados por esfuerzos de corte a las paredes de la tubería en donde se agrupan con las capas de cristales ya formadas por difusión molecular (Figura 9.).

En ambientes de alto corte (flujo turbulento) la habilidad de constituyentes de las parafinas para solidificarse y alcanzar el punto de fluidez es disminuir la nucleación mediante la perturbación del flujo, mientras que el flujo laminar las moléculas de parafina tienden a alinearse adyacentes unas a otras en la dirección de flujo induciendo a la nucleación y formación de cristales (Figura 10).

⁸ [MONGER T.G, TACKETT J.E. Comparisons of cloud Point Measurement and paraffin Prediction Methods. SPE Prod. And Facilities Vol 14, No 1 February 1999.](#)

1.4.3 Movimiento Browniano

Es el movimiento al azar de las partículas de parafina que hace se choquen entre ellas, lo cual conlleva a que se aglomeren y formen cristales (Figura 11)

Figura. 8 Deposición de parafinas por difusión molecular

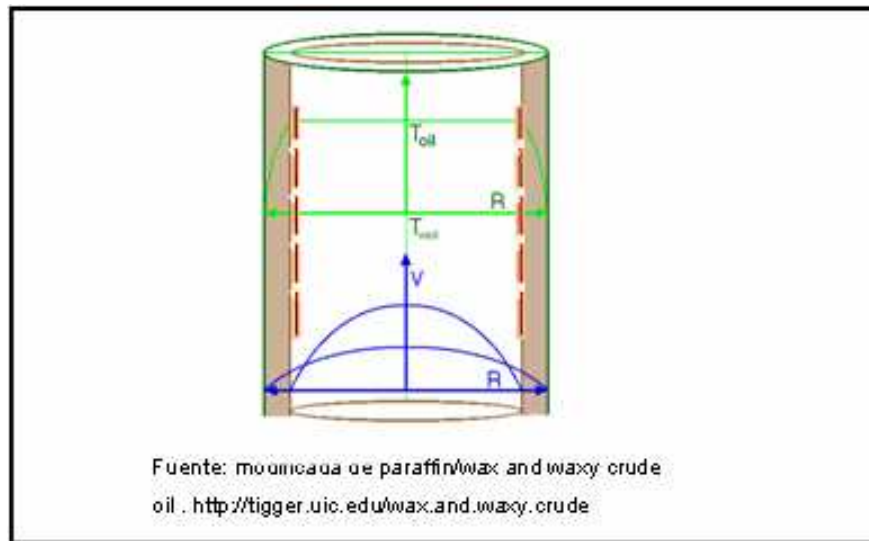


Figura. 9 Deposición de parafinas por corte

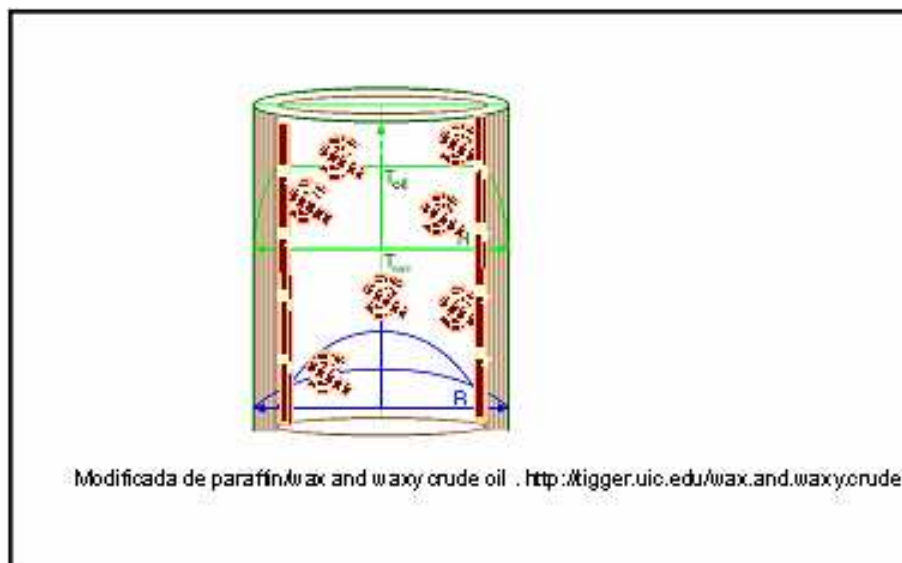
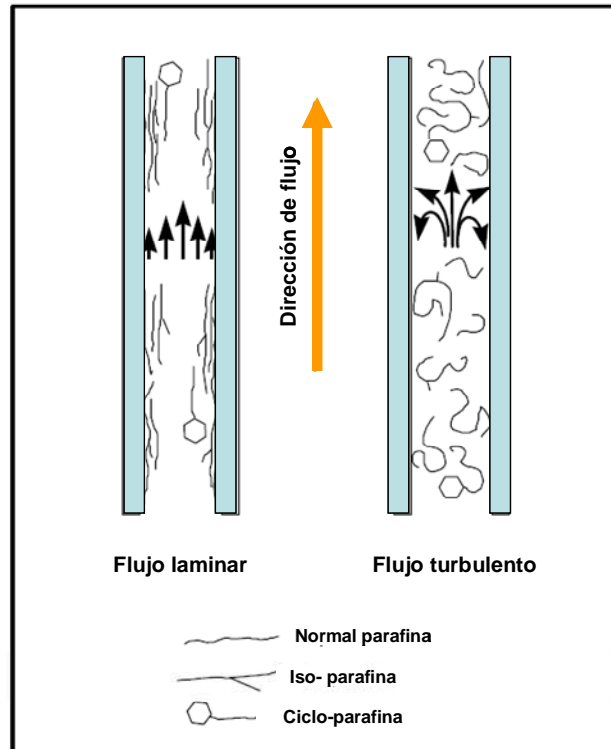
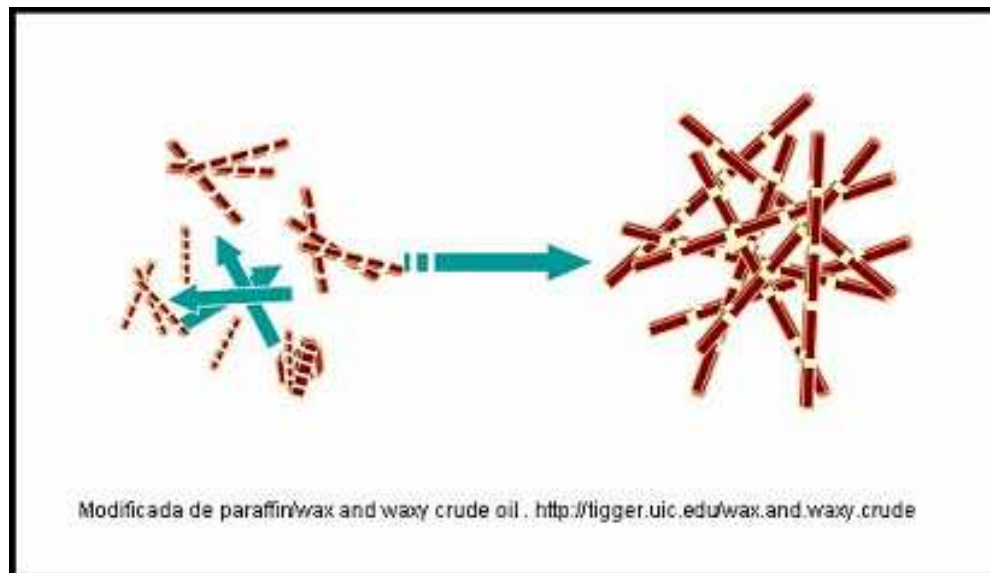


Figura. 10 Efecto del régimen de flujo sobre la deposición de parafinas



Tomado de Paraffin deposition from crude Oils: Comparison of laboratory results to field data. Hammami Ahmed et al SPE 38776. 1997

Figura. 11 Deposición de parafinas por movimiento Browniano



1.5 ENVOLVENTE DE CRISTALIZACION DE PARAFINAS

La envolvente de cristalización o precipitación de parafinas (EDP), es la unión de todos los puntos termodinámicos en un diagrama P-T-x en la cual la cristalización de parafinas inicia, también es comúnmente denominado umbral de cristalización. Para un fluido dado las ceras parafínicas precipitan sólo en algunos estados termodinámicos, lo que indica que hay un espacio que está delimitado por fronteras a partir de las cuales ocurre la precipitación.

Una envolvente típica se presenta en la Figura 12. En la parte superior la curva usualmente tiene una pendiente positiva, pero también puede ser negativa (LEONTARITIS Kosta. The asphaltene and Wax Deposititon Envelope). En todos los casos este límite está muy cerrado a la línea vertical. Se espera que siempre que la intersección de la envolvente con la línea de saturación esté a la izquierda del punto de cristalización de parafinas del crudo muerto; arriba de la línea de saturación la pendiente es negativa cuando se tienen hidrocarburos muy livianos que al ser presionados dentro del aceite causa una disminución en la temperatura de cristalización; al contrario si los hidrocarburos son intermedios con la presión se incrementa esta temperatura. La forma de la parte baja de la envolvente es principalmente una función de la composición de los hidrocarburos intermedios y livianos del fluido de yacimiento.

1.6 CONSECUENCIAS DE LA DEPOSITACION DE PARAFINAS

Son muchos los problemas que causa la precipitación de parafinas⁹, entre ellos se encuentran:

- Si se presenta precipitación en el yacimiento, posiblemente puede ocurrir depositación causando puenteo y bloqueo e incidir en el daño a la formación.
- Cambios en las características reológicas del crudo.

⁹ [MISRA Sanjay, BARUAN Simanta and SINGh Kulwant. Paraffin Problems in crude Oil Production and transportation: A Review. SPE, February 1995.](#)

1.6.2 Métodos preventivos

El propósito de estos métodos es impedir la formación y depositación de material parafínico; los principales son el químico y el térmico.

- **Método químico:** se basa en inhibidores (dispersantes, surfactantes, modificadores de cristal, depresores del punto de fluidez) cuya función es mantener las partículas de parafina en suspensión dentro del líquido y evitar que se presente la nucleación y aglomeración.
- **Método térmico:** su aplicación tiene el objetivo de mantener la temperatura del crudo por encima del punto de cristalización, lo cual se puede lograr mediante la acción permanente de una fuente de calor, aguas abajo en donde se determina que se inicia la cristalización. La fuente de calor se puede lograr mediante la inyección de un fluido caliente dentro del crudo o por una fuente externa como calentamiento eléctrico sobre la tubería de producción o sobre las líneas de flujo en superficie.

Se puede decir, que ninguno de los métodos empleados es totalmente efectivo, por lo cual para asegurar el flujo de petróleo se debe hacer uso de métodos preventivos y correctivos. Para seleccionar el método (s) a implementar se deben hacer estudios de laboratorio e investigaciones específicas con el crudo objeto de tratamiento.

1.6.1 Métodos remediales La aplicación de estos métodos tiene como objetivo remover el depósito, lo cual se logra de diversas formas, entre otras, empleando raspadores de tubería, solventes, tratamientos con fluidos calientes, microorganismos y calentamiento eléctrico¹⁰, etc.

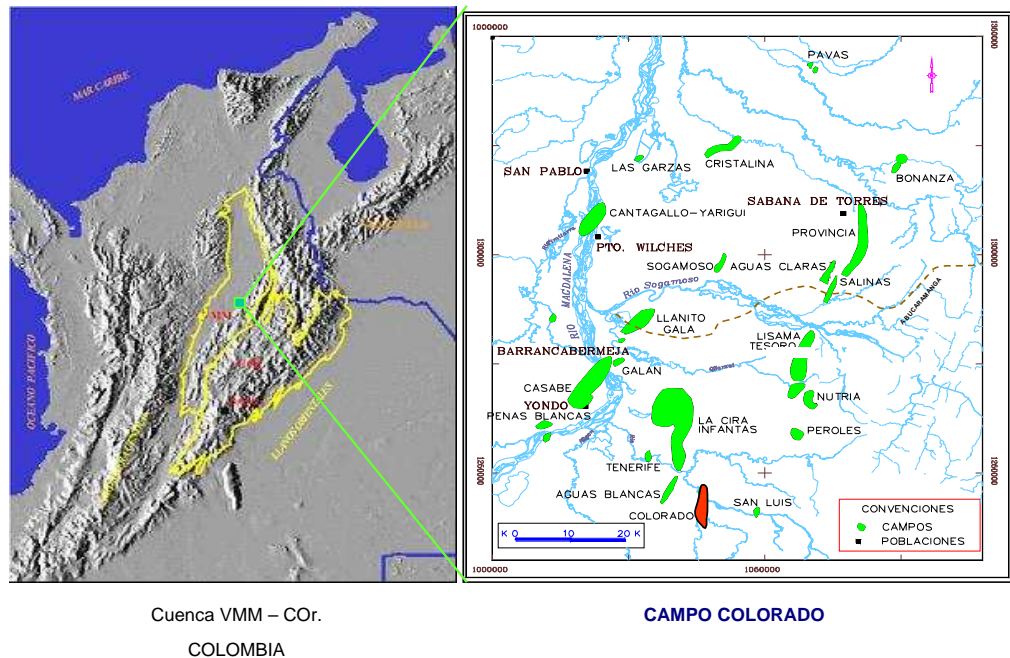
¹⁰ [KEATING J.F, WATTENBARGER R.A. The Simulation of Paraffin Deposition and Removal in Wellbores. SPE,1994](#)

2. DETERMINACION DEL UMBRAL DE CRISTALIZACION DEL CAMPO COLORADO

2.1 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 13). 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. 13 Localización del Campo Colorado



Fuente: Primer Informe; servicio de producción bajo riesgo para un campo menor de la gerencia regional magdalena. Cesar Augusto Pineda. UIS. 2006.

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 aceite original estimado de acuerdo al último reporte conocido por parte de ECOPETROL es de 59 MMBIs y las reservas primarias producidas son de 8.582 MMBIs con un factor de recobro actual de 14.4 %.

De acuerdo al Segundo Informe de Frente de caracterización del Yacimientos Campo Colorado (Cesar Augusto Pineda-UIS Junio de 2006) el valor total de reservas de gas calculado para el campo es de 42.152 MMSCF con un acumulado de producción a Enero de 2006 de 35.424 MMSCF de acuerdo a los reportes suministrados. Estas reservas obedecen principalmente a zonas dentro de los pozos que reportan igualmente producción de aceite, puesto que por lo general históricamente cuando se hallaban zonas de gas libre la tendencia normal era aislarlas y no tener producción de gas en superficie, es decir, estas reservas se basan en el gas producido en solución con el aceite. Respecto a la posible tasa de producción con la que se podría contar directamente, dependería del número de pozos que se colocarán en operación con el objetivo de producir exclusivamente gas. Sin embargo, teniendo en cuenta los diez mejores pozos en cuanto a reservas, tasa de declinación y tasa de producción, se podría tener mediante un control y mantenimiento adecuado alrededor de 500 KSCFD de gas en superficie durante un lapso de diez años.

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 o a una trampa y periódicamente el camión chupa anchas recoge lo producido.

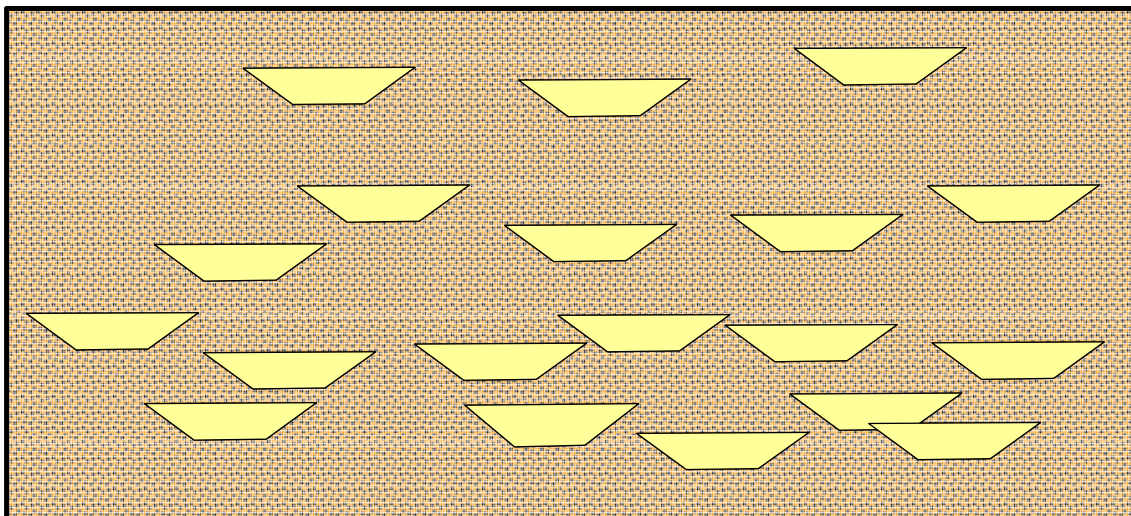
De acuerdo al comportamiento histórico de la producción del total de los pozos del campo, a las tendencias de declinación observadas, a las posibles tasas de producción al momento de reactivar cuando menos los cinco pozos con mejores expectativas desde el punto de vista de producción, sumado a los pozos 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/Día.

A partir del análisis previo de los resultados de las pruebas iniciales de formación, las historias de producción y eventos de los pozos, la calidad de fluidos y las presiones conocidas en los diferentes sectores del campo y la complejidad estructural del campo, se ha planteado una hipótesis de que el Campo Colorado presenta un modelo Geológico compartimentalizado (Figura 14.)

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 15). 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. Todo esto, apoya nuevamente la hipótesis del modelo geológico planteado en vista de la poca continuidad lateral y de la presencia de diferentes compartimentos interceptados en profundidad por algunos de los pozos, acorde a los reportes de calidades de fluidos.

Este mapa de la gravedad °API del crudo, da una idea de la posible variación de otras características de los fluidos, lo cual se pretende estudiar y es parte de este proyecto de investigación, el cual está soportado con dos tesis de pregrado.

Figura. 14 Corte Frontal – Vista de Compartimentos en profundidad, esquema del Modelo Geológico Campo Colorado planteado como hipótesis.



Fuente: Primer Informe; servicio de producción bajo riesgo para un campo menor de la Gerencia Regional Magdalena. Cesar Augusto Pineda. UIS. 2006.

2.2 IMPORTANCIA DE LA CARACTERIZACION DE FLUIDOS DEL CAMPO COLORADO

Los fluidos producidos de un yacimiento (agua, gas y petróleo) varían de un yacimiento a otro; sin embargo existen algunos criterios para poder clasificarlos o caracterizarlos. Las diferentes propiedades o características de cada fluido se pueden determinar a partir de pruebas de laboratorio o de correlaciones. Un crudo sobre el cual se tenga la mayor información, será más fácil de tratarlo, de conocer su potencial energético, económico y su utilidad. Realizar la caracterización de los fluidos del Campo Colorado es importante porque:

- Brinda información para definir la calidad y precio de venta del crudo y gas.
- Permite conocer el tipo de procesamiento y tratamiento que se le debe dar a los fluidos para obtener la calidad que requiere y también cumplir con la normatividad ambiental.
- Orienta el hallazgo, causas y consecuencias de problemas operacionales y sus posibles soluciones de tipo preventivo y/o correctivo.
- Facilita la toma de decisiones en proyectos de inversión para aumentar la producción del campo.

Entre las características que identifican un crudo se tienen:

- Composición (contenido de hidrocarburos, contenido de metales, azufre, etc)
- Gravedad API
- Punto de chispa y llama
- Presión de vapor REID
- Viscosidad
- Punto de burbuja
- Punto de fluidez
- Punto de cristalización
- Contenido de parafinas, asfaltenos, aromáticos, resinas.
- Modelo reológico
- Relación gas-aceite (GOR)
- Poder calorífico

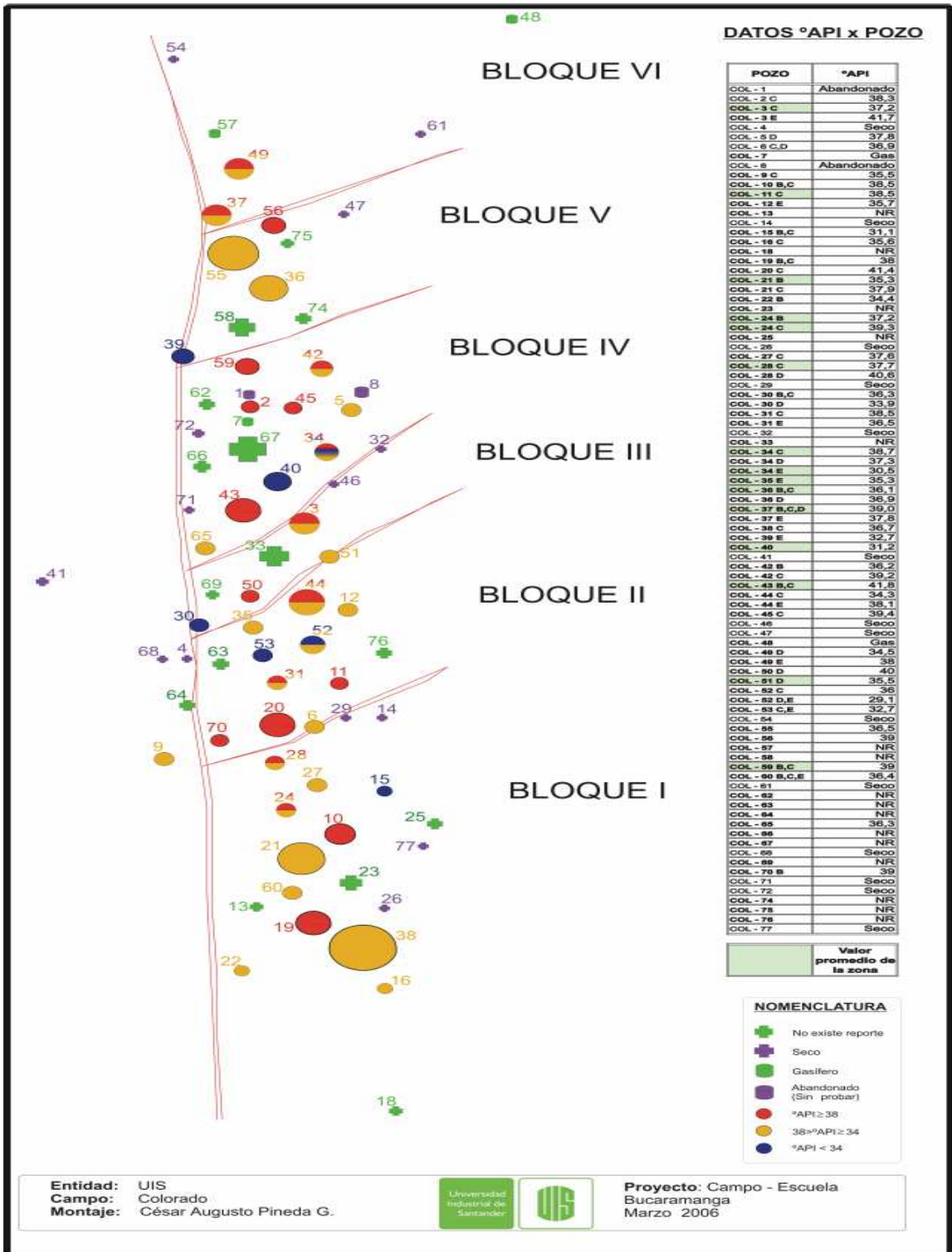
Características del gas:

- Cromatografía (composición)
- Poder calorífico
- Gravedad específica
- Contenido de líquidos hidrocarburos

Características del agua de formación:

- Salinidad
- Dureza
- pH y alcalinidad
- Contenido de fenoles y otros hidrocarburos
- Otras propiedades fisicoquímicas

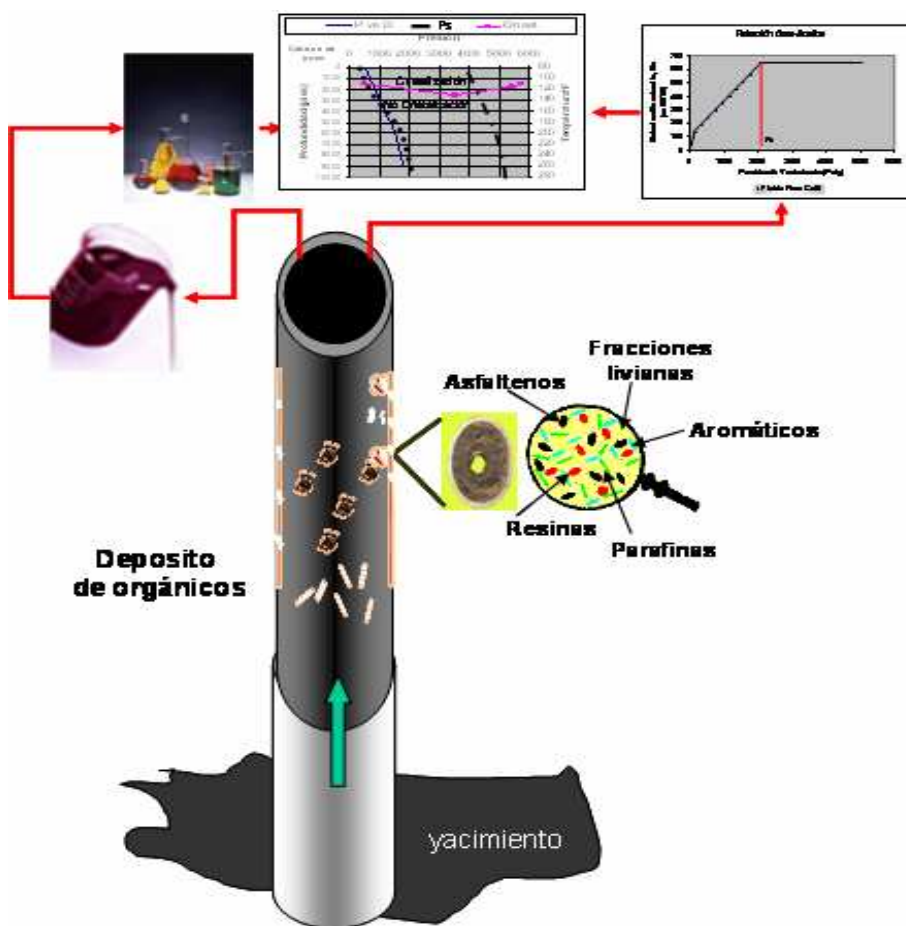
Figura. 15 Mapa Distribución de °API - Campo Colorado



La caracterización de los fluidos del campo Colorado, se realizó con la siguiente tesis, la cual fue soporte de la presente investigación sobre parafinas: [“PROCEDIMIENTOS METODOLÓGICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN A LOS FLUIDOS DEL CAMPO COLORADO”, desarrollada por los estudiantes de Ingeniería de Petróleos CRISTANCHO VELASCO DIANA MARCELA y HOYOS ROMÁN JORGE MARIO \(2008\).](#)

La presión y temperatura de yacimiento es obtenida de datos de campo. Igualmente se tienen datos PVT de pruebas realizadas con anterioridad, cuyos resultados serán evaluados y confrontados con pruebas que se hagan al fluido a las condiciones actuales. En la Figura 16. Se presenta un esquema de la caracterización de los fluidos del yacimiento y su importancia para evaluar el comportamiento y condiciones de precipitación de depósitos orgánicos.

Figura 16 Caracterización de fluidos de yacimiento



2.3 PROBLEMA DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO

En el Campo Colorado el principal problema operativo desde los inicios de la vida productiva del campo 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 o asfaltenos o por la acumulación de arena, lodo o ripios, o por cambios en la presión en las proximidades de la cara del pozo, GOR, % agua u otras condiciones de yacimiento. La declinación en la producción en los pozos del Campo Colorado (promedia de 15% anual), se debe principalmente al problema de depositación de parafinas.

Este problema se ha tratado de solucionar mediante el método remedial de inyección de aceite caliente en las líneas de superficie 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. Por eso la importancia de la presente investigación, con la cual se obtiene el espacio termodinámico (envolvente de precipitación de parafinas) en

donde se puede visualizar las condiciones de presión, temperatura, profundidad y otros aspectos bajo las cuales se inicia el problema, es decir el umbral de cristalización. El resultado del estudio permite hacer predicciones y es la base para desarrollar nuevas investigaciones sobre métodos de inhibición y control de parafinas, que contribuyan a la solución del problema.

2.4 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EDP

2.4.1 Muestreo de Fluidos

Para determinar la envolvente de precipitación de parafinas, se debe contar con muestras de crudo vivo (crudo con gas en solución) tomadas en el fondo del pozo, con el fin de tener una muestra representativa del yacimiento. Igualmente, se requiere tomar muestras de crudos y gas del separador para la caracterización de los fluidos.

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 veces. 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 de gas ha estado casi constante desde 1989 con un valor promedio de 225 MSCF/día. El mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución.

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. 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 1 se presentan los principales datos de yacimiento de arena B y C de la formación mugrosa.

Tabla. 1 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	20.0	37.3
Porosidad promedio	%	13.2	17.6
Espesor promedio arena	ft	22.5	33.6
Area	Acres	634	1083
Producción Prom. / Pozo Perforado	MBbls	112	
Espaciamiento / pozo	Acres	20 - 30	
Reservas Remanentes	MBls	100- 200	
Factor de Recobro	%	14.83	
Pozos Perforados		75	
Pozos Activos		21	
Pozos Produciendo		7	
Pozos Cerrados		54	

*Tomado de estudio de Ecopetrol "diagnostico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente". 2003

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9 % para la Zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente.

En la Tabla 2 se muestran datos de las arenas mugrosa tomados en un PVT en 1960.

Tabla. 2 Datos basicos de PVT arenas B, C, D y E (tomados en 1960)

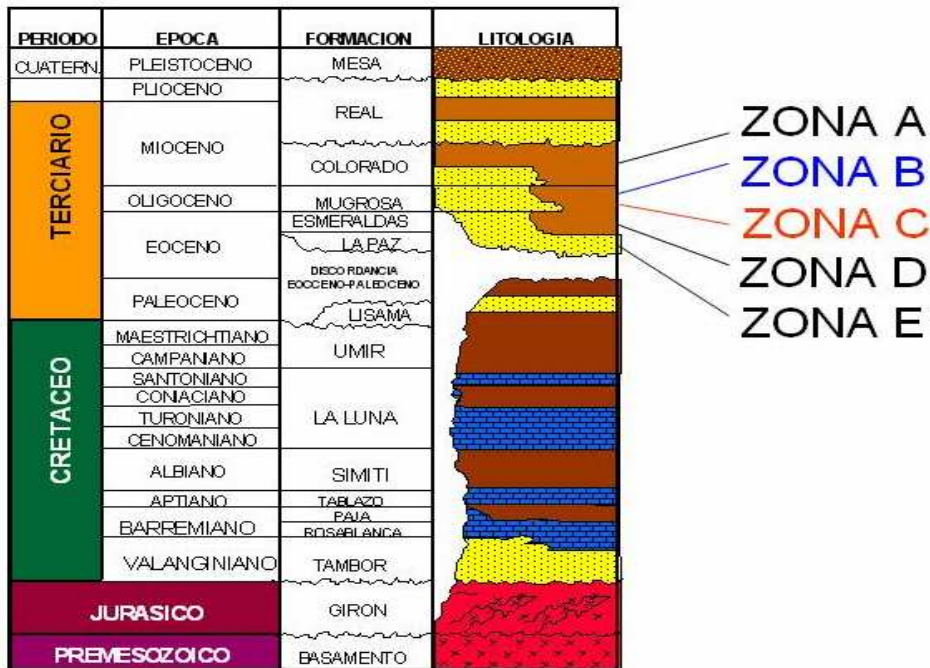
Pozo	Arenas	TVD (pies)	Tope (pies)	Base (pies)	Temp °F	GOR a Pb (SCF/SB)	Pb (psi)	μo a Pb (cp)	SG Gas	°API @ 60 °F	Bo a Pb (RB/SB)
C-12	E	6070	5547	6022	186	667	2958	0.441	0.751	40.1	1.373
C-43*	B	6767	1396	3533	114	140	648	1.6	0.958	41.2	1.091
C-49	C, D, E	6767	5114	6767	174	648	2078	0.462	0.937	39.7	1.401

*Se colocó tapón a 1947 pies.

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”.

Figura. 17 Columna estratigráfica generalizada del VMM



Fuente: Primer Informe; servicio de producción bajo riesgo para un campo menor de la Gerencia Regional Magdalena. Cesar Augusto Pineda. UIS. 2006

2.4.2 Proceso de selección del pozo para muestreo

Estado actual de los pozos del campo Colorado

El Campo Colorado fue desarrollado completamente por ECOPETROL en el año 1964, con el cual se llegó a un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda la estructura. Actualmente hay 33 pozos abandonados, 34 inactivos y 7 potencialmente activos. De los 7 pozos registrados como activos, actualmente sólo producen los pozos Col-38, 70, 37 y 75 con un promedio de producción de 20 BOPD. También se tiene conocimiento que en algunos pozos abandonados, debido al cierre de casi la totalidad de ellos la presión permite que la columna se llene y produzcan por un tiempo.

Criterios para la selección del pozo de campo colorado a muestrear

De acuerdo al diseño realizado para esta investigación, el tipo de muestreo es no aleatorio de tipo intencional. Este tipo de muestreo se caracteriza por un esfuerzo deliberado de obtener muestras “representativas” mediante la inclusión en la muestra de grupos supuestamente típicos.

El muestreo intencional es un procedimiento que permite seleccionar los casos característicos de la población limitando la muestra. Se utiliza en situaciones en las que la población es muy variable y consecuentemente la muestra es muy pequeña.

En el muestreo intencional la extracción de la muestra y su tamaño para ser representativa se valora de forma subjetiva y se basa en una buena estrategia y en el buen juicio del investigador. Un caso frecuente es tomar elementos que se juzgan típicos o representativos de la población, y suponer que los errores en la selección se compensarán unos con otros.

Teniendo en cuenta que teóricamente el campo es compartimentalizado, lo recomendado era hacer un estudio por bloque y en conjunto de todo el campo para seleccionar el pozo a tomar la muestra de fondo cuyos fluidos fueran representativos del yacimiento. Por este motivo, inicialmente se candidatizaron pozos de todos los bloques, preferencialmente los activos o que tuvieran antecedentes de haber fluido. Para hacer la selección del pozo se

hizo un análisis comparativo teniendo en cuenta las características de: bloque al que pertenece, profundidad, arena productora, gravedad API del crudo, estado mecánico, producción, estado actual, trabajos especiales realizados a través de su vida productiva y otras observaciones que pudieran contribuir a la selección del pozo a muestrear en fondo (Tabla 1).

Otros de los aspectos que se tuvieron en cuenta en la selección del pozo, además de dar cumplimiento a la norma de muestreo de fondo según norma API RP 44, fueron las condiciones de acceso al sitio del pozo y las facilidades para el acondicionamiento y muestreo tanto de fondo como en superficie. Por otra parte, cuando se efectúa el diagnóstico del estado mecánico del pozo, una vez conocido por el histórico de producción de que el pozo no tiene obstrucciones ni elementos en el subsuelo, es necesario correr una barra de peso para corroborar la facilidad de llegar hasta la zona de interés cuando se baje el muestreador de fondo.

El 2 de Abril de 2007 se realizó la visita al Campo Colorado para hacer la verificación de las condiciones de los pozos candidatos a muestrear. Las observaciones realizadas están descritas en la columna verificación de campo de la Tabla 3.

Es importante aclarar que los pozos que tienen unidad de bombeo mecánico, eran difíciles para el acondicionamiento previo al muestreo, porque se tenía que sacar varillas y la bomba de subsuelo lo cual es una operación que requiere de una gran inversión, por tanto estos candidatos se descartaron.

Después de la visita de campo, se realizó un análisis detallado de los pozos y se concluyó que los más opcionados eran el Col-25 y Col-64, pozos que no tiene varillas ni ningún tipo de herramienta dentro del hueco y además fluyen por periodos posiblemente porque la mayoría de los pozos aledaños están abandonados con lo cual se represiona el yacimiento. Seguidamente se presenta un análisis detallado de los pozos Col-25 y Col-64 que fueron preseleccionados para el muestreo de fondo

Tabla. 3 Selección del pozo a muestrear

POZO	BL	PROF (ft)	INTERVALO PRODUCT. (ft)	ARENAS PRODUCTORAS	%API	ESTADO MECANICO	GOR PROMEDIO (SCF/STB)	PRODUCCION BOPD (AÑO)	OBSERVACION	RESULTADO
COL-11	II	4700	3800-4345	C	38.5		1000 (1957)	3 (1985)	No se conocen prob de parafinas	DESCARTADO. No se han registrado prob. De parafinas
COL-12	II	6070	5254-5933	ED	35.7	Bomba (5358-5368') DIC/96	5000 (2005)	2 (2005)	U.B.M	DESCARTADO. UBM
COL-16	I	4252	1496-1805	CB	35.6	Bomba (3181-3191) SEPT/74	4000 (1977)	3 (1977)	Varillas.	DESCARTADO. Varillas en sub
			3435-3444							
COL-19	I	4130	1688-1776	C	38.0	restricción ID 2955-2977	5000 (1990)	2 (1991)		DESCARTADO. Restricción
			2255-2263							
			2928-3526							
COL-37	VI	7069	2154-2342	CED	37.8	Bomba (4466-4476') OCT/96	3000 (2005)	7 (2005)	U.B.M	DESCARTADO. UBM
			3216-3812							
			4872-5236							

POZO	BL	PROF (ft)	INTERVALO PRODUCT. (ft)	ARENAS PRODUCTORAS	%API	ESTADO MECANICO	GOR PROMEDIO (SCF/STB)	PRODUCCION BOPD (AÑO)	OBSERVACION	RESULTADO
COL-25	I	2520	2120-2215	B	33.3	No tiene unidad ni varillas.	2800 (1959)	6 (1959)	Fluye por periodos. Buena vía	PRESELECCIONADO.
COL-38	I	4220	1812-1943	B	36.7	Bomba (2450-2460') NOV/96	2500 (2004)	10 (2005)	U.B.M	DESCARTADO. UBM
			2110-2118							
			3384-3506							
COL-57	VI	6118	3652-3704	B	NR	No tiene Bomba ni varillas	5000 (1963)	10	Cabeza de pozo mal estado. Drena tem.	DESCARTADO. No hay facilidades en cabeza de pozo.
COL-60	I	8886	1805-1810	DCB	36.4	Bomba (5292-5300') NOV/84	7500 (1986)	2 (1986)	No drena. Vía en mal estado	DESCARTADO. Bomba subsuelo.
			2425-2762							
			3320-3596							
			4275-4294							
			5384-5710							
COL-64	II	3688	2622-3438	B	35.7	Se retiro sarta y unidad en 1965 y 1967 respectivamente	2500 (1980)	2 (1986)	Fluye por periodos. Vía regular	PRESELECCIONADO.
			4872-5236							

+



POZO	BL	PROF (ft)	INTERVALO PRODUCT. (ft)	ARENAS PRODUCTORAS	%API	ESTADO MECANICO	GOR PROMEDIO (SCF/STB)	PRODUCCION BOPD (AÑO)	OBSERVACION	RESULTADO
COL-69	III	6383	2133-2338	CB	NR	Bomba (3181-3191') SEPT/74	7500 (2005)	2 (2005)	U.B.M	DESCARTADO. UBM .
COL-70	II	3811	2957-3166	B	39	Bomba (3349-3359') NOV/96	15000 (2005)	2 (2005)	Activo. U.B.M	DESCARTADO. UBM
COL-75	V	5700	4530-5534	C	NR	Bomba (4995-5005') ENE/95	15000 (2005)	2 (2005)	U.B.M	DESCARTADO. UBM
COL-76	II	6192	4210-6002	EDC	NR	Bomba (4524-4540') SEP/97	20000 (2005)	2 (2005)	U.B.M	DESCARTADO. UBM

U.B.M : Unidad de bombeo mecánico.

Ilustración 1 Pozo Colorado 25



Cabeza de pozo

vía de acceso

DATOS BÁSICOS COLORADO-25

Localización:	N 1'240.767,63	E 1'039.412,06
Elevación terreno:	395 pies	
Inicio perforación:	18/Ene/1.954	
Completado:	12/Abr/1.954	
Elevación rotaria:	405,2'	
Profundidad total:	2.520'	
Taponado a:	2245'	
Acumulado de Petróleo:	12.018 Bls	
Acumulado de Gas:	32.031 MPC	
Acumulado de Agua:	698 Bls	
Estado del pozo:	Inactivo desde 23 de febrero de 1960; fluye periódicamente	
Ubicación :	Bloque I	
Arena productora:	Mugrosa B (800-3000')	
Tuberías :	Casing 6 5/8"	

HISTORIA DE PERFORACIÓN COLORADO-25

Se bajó con broca de 12" hasta 342'. Se bajó revestimiento de 9 5/8" (10 juntas de 40 lbs/pie, J-55), sentándolo a 328', se cementó el revestimiento de 9 5/8". Se continuó perforando con broca de 8 5/8" hasta la profundidad final de 2520' (alcanzada el 24 de febrero de 1954). Se bajaron 80 juntas de revestimiento de 6 5/8" de 20 lbs/pie, H-40,

sentándolas a 2509', se cementó el revestimiento de 6 5/8". Se tomaron los siguientes registros

TIPO DE REGISTRO	INTERVALOS	ESCALAS
ELECTRICO	2520'-326'	1:240-1:1200
MICROLOG	2518'-326'	1:240

Se tomó registro de temperatura y se encontró tope cemento en el anular del revestimiento de 6 5/8" a 1200'. Durante la perforación fueron tomados 28 corazones entre 1864' y 2390'. Se cañonearon y evaluaron con Lane Wells los siguientes intervalos de la zona B:

INTERVALOS	NO TIROS	RESULTADOS
2215'-2205'	11	Petrolífero
2198'-2184'	15	Petrolífero
2178'-2164'	15	Petrolífero
2132'-2120'	13	Petrolífero
2004'-1988'	17	Acuífero

El pozo quedo en producción: 15 BAPD con una RGA de 928 PC/B, en bombeo.

PRESIONES COLORADO -25

Pwf : 800 psi tomada en el intervalo 2263 -2290' tomada el 02/03/54.

Pfondo : 810 psi tomada en el intervalo 2164-2178' el 05/03/54.

HISTORIA DE PRODUCCIÓN Y RECOMPLETAMIENTOS COLORADO-25

Agosto 7 de 1954. ESTIMULACION ACIDA. Se limpió el revestimiento de 2000' a 2006' con Scraper, bajaron y sentó retractible a 2150', se llenó el pozo con aceite y se acidificaron los intervalos 2205'-2215', 2184'-2198', 2164'-2178', con 500 galones de MCA a 800 psi. La producción pasó de 10 BAPD y 1.5% de agua con una RGA de 2660 PC/B a 10 BOPD con 2 Barriles de agua libre con una RGA de 2000 PC/B.

El 26 de septiembre de 1958 se cambiaron 46 tubos de producción por estar llenos de parafina.

Julio 11 de 1959. ABANDONO TEMPORAL. Se retiró la unidad de bombeo para un pozo más productivo en el área, el 23 de febrero de 1960 se retiró la sarta de bombeo, el 3 de septiembre de 1982 el pozo presentaba manifestaciones de aceite en superficie.

REVISION DE PRECIPITACION DE PARAFINAS DE COLORADO-25

Pozos del mismo bloque (I) históricamente han presentado problemas de parafina (analizados los documentos: Informe Campo Colorado – ECOPEPETROL 2001, Historia de producción-UIS primer informe 2006).

- Col -21 : Arena Mugrosa B
- Col-10, Col-27 : Arena Mugrosa C
- Col-19 : Arenas B y C
- Col-60 : Arenas E, C y B

Figura. 18 Estado mecánico del pozo Col-
Name: COLO0025

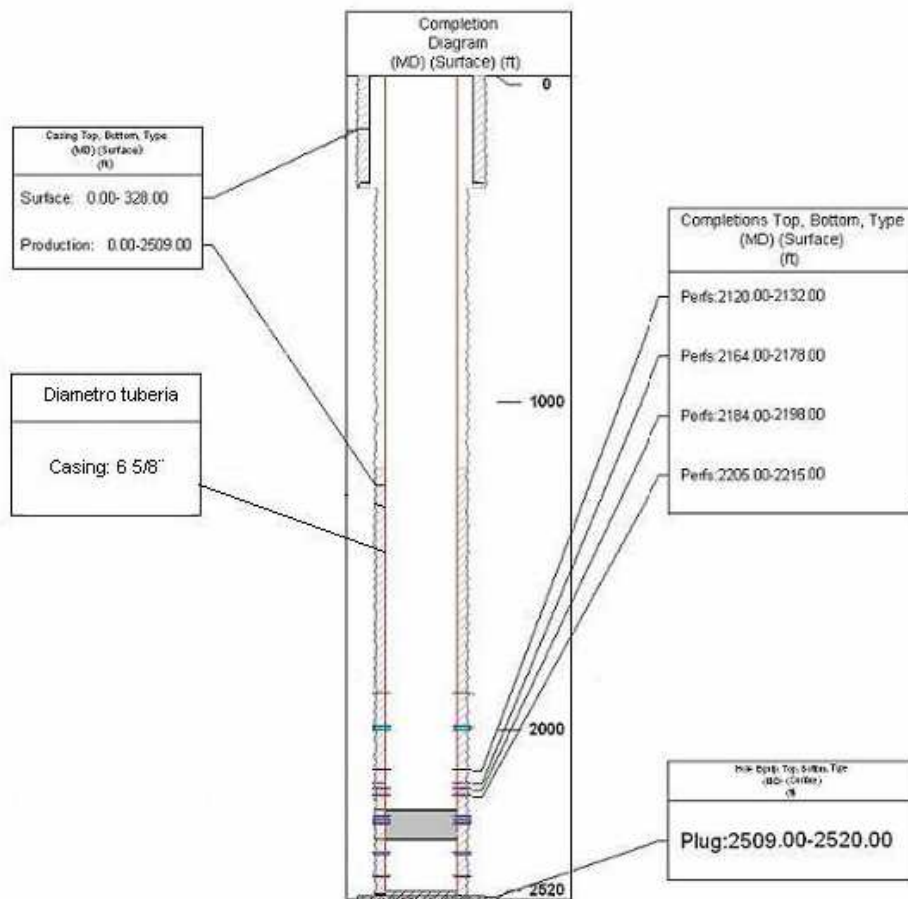


Ilustración 2 Pozo Colorado 64



Vía de acceso



Cabeza de pozo

DATOS BÁSICOS COLORADO-64

Localización:	N 1'241.745,5 E 1'038.171,69
Elevación terreno:	396,4 pies
Inicio perforación:	8/Sep/1.961
Elevación rotaria:	408,35 pies
Completado:	10/Nov/1.961
Profundidad total:	3.688 pies
Acumulado de Petróleo:	16753 Bls
Acumulado de Gas:	28206 MPC
Acumulado de Agua:	342 Bls
Estado del pozo:	Inactivo desde Abril de 1.980
Ubicación :	Bloque II
Arena productora:	Mugrosa B (1100-3400')
Tuberías :	Casing 5 1/2"

HISTORIA DE PERFORACIÓN COLORADO-64

Se bajó con broca de 11" hasta 520'. Se bajó revestimiento de 8 5/8" (15 juntas de 28 lbs/pie, H-40), sentándolo a 514', se cementó el revestimiento de 8 5/8" con 160 sacos de cemento Nare. Se continuó perforando con broca de 7 7/8" hasta la profundidad final de 3688' (alcanzada el 25 de septiembre de 1961). Se bajaron 87 juntas de revestimiento de 5 1/2" de 15.5 lbs/pie, J-55, sentándolas a 3561', se cementó el revestimiento de 5 1/2" con una mezcla de 346 sacos de cemento Nare, 54 sacos de Strata Crete y 18 sacos de Acuagel. Se corrieron los siguientes registros:

TIPO DE REGISTROS	INTERVALOS	ESCALAS
INDUCCION ELEC.	3688'-514'	1:1200-1:240
SONICO	3300'-564'	1:1200-1:240

Se completó el pozo como **productor de la zona B** mediante el cañoneo selectivo con Desintegrable de los siguientes intervalos:

INTERVALOS	No. TIROS	RESULTADOS
3364'-3356'	17	Petrolífero (baja pres.).
3438'-3428'	21	Petrolífero (baja pres.).
3311'-3305'	21	Petrolífero (baja pres.).
3296'-3286'	21	Petrolífero (baja pres.).
2992'-2984'	17	Seco.
2811'-2799'	25	Petrolífero (baja pres.).
2786'-2776'	21	Petrolífero (baja pres.).
2766'-2755'	23	Petrolífero (baja pres.).
2632'-2622'	21	Petrolífero (baja pres.).

Durante las pruebas efectuadas a los intervalos 2786'-2776', 2811'-2799', 2766'-2755' hubo presencia de agua, en porcentajes variables para cada prueba. Las siguientes fueron las medidas de producción reportadas después del completamiento del pozo:

Fecha	Aceite (BPD)	Agua (BPD)	Gas (MPCD)	RGA	Estado
Nov 30/61	60	0			Bombeando
Dic 2/61	58	0	27.9	481	Bombeando
Dic 3/61	28	0			Bombeando
Dic 4/61	23	0			Bombeando
Dic 8/61	20	0			Bombeando

HISTORIA DE PRODUCCIÓN Y RECOMPLETAMIENTOS DE COLORADO-64

Junio 28 de 1965. ABANDONO TEMPORAL. Se retiró la unidad para un pozo de mayor producción, en febrero de 1967 se retiró la sarta de producción.

Marzo de 1972. REACTIVACION. El pozo retornó a producción con una unidad CE-D-40, se mantiene activo hasta abril de 1980.

HISTORIA DE POZOS DEL MISMO BLOQUE II

Col-12

Diciembre 3 de 1996. MANTENIMIENTO. Se sacó sarta de producción y bombeo, se tomó presión de fondo con memory gauge, se midió fondo a 5880' (60' de sucio), nivel del líquido a aproximadamente a 1200'. Completado solo en la zona C y se parafinó.

COL-70

Noviembre 25 de 1996. TRATAMIENTO QUIMICO. Se sacó sarta de varillas, bomba y tubería, se tomó fondo a 3490' y memory gauge, profundizaron 12 tubos, se le bombeó aceite caliente, se cambió la bomba, se probó tubería a 600 psi. Tomaron nueva medida y se dejó el pozo trabajando. Bajaron tubería inyectando aceite cliente, se cambiaron 12 tubos parafinados, se cambió la bomba, se le inyectaron 649 galones de químico así: 592 galones de Varsol, 19 galones de Tenso 85 y 38 galones de Tenso 496. El pozo quedo en producción y la presión de fondo a 3450' fue de 425 psi.

PRESIONES DE COLORADO 64

21 DE FEBRERO DE 1973. Registro una Presión de Fondo de *1020 Psi* con un Gradiente de Presión de *0,33 Psi / Pie* a la profundidad media de las perforaciones (3030 pies)

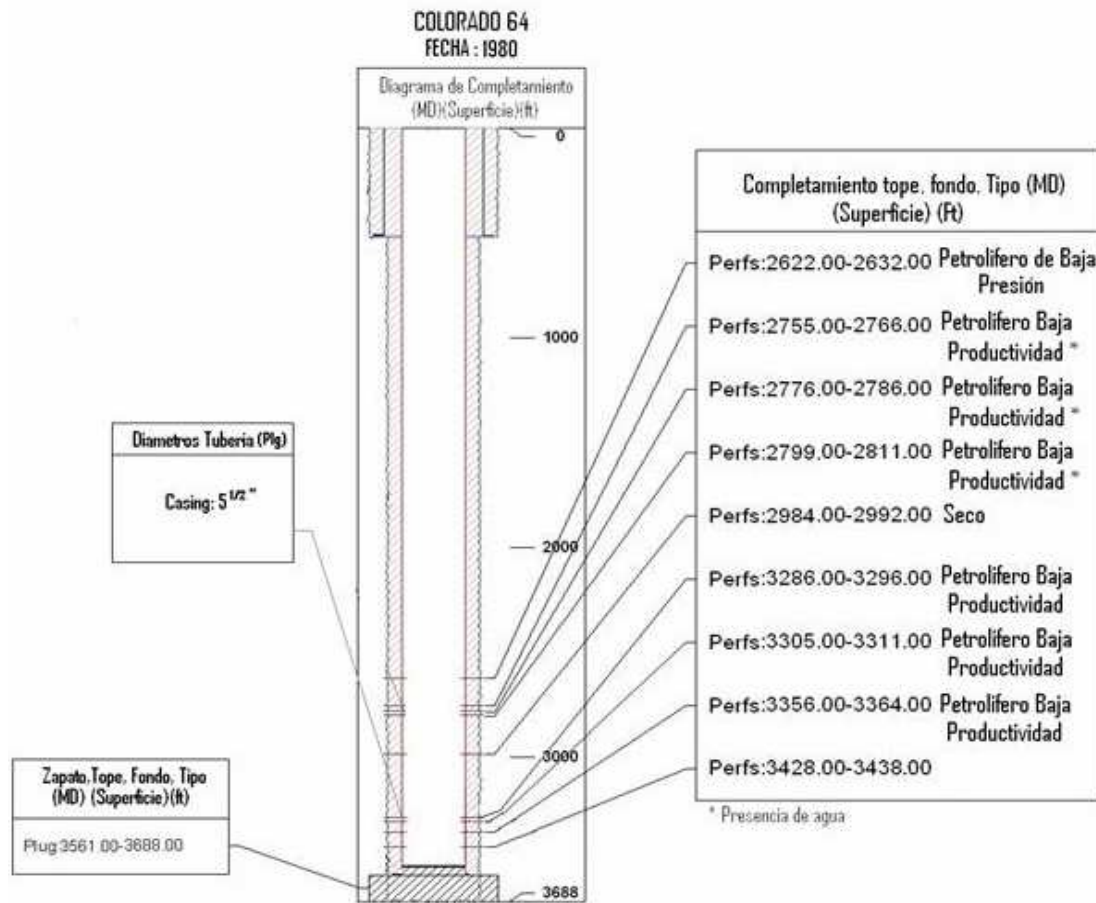
2001. Se obtuvo una Presión estática de *692 Psi* y un nivel de fluido de *1900'* al promedio de las perforaciones.

REVISION DE PRECIPITACION DE PARAFINAS DE COLORADO-64

Pozos del mismo bloque (II) históricamente han presentado problemas de parafina:

Col-63 y Col-70 :	Arena Mugrosa B
Col-12, Col-20, Col-31, Col-44 :	Arena Mugrosa C.

Figura. 19 Estado mecánico del pozo Col-64



2.4.3 Revisión de análisis PVT existentes Campo Colorado (tomados en 1960)

Con el objeto de analizar la relación entre las arenas productoras del Campo Colorado y de esta manera tener más claridad para tomar la decisión del muestreo y teniendo en cuenta que los resultados de la investigación en la determinación del umbral de cristalización del Campo, la caracterización de fluidos y por supuesto del PVT contribuyan a futuras investigaciones y además suministren los datos para el futura reactivación del campo, se procedió a hacer un análisis de los PVT realizados en 1960.

Se realizaron tres PVT para los pozos Col-43, Col-12 y Col-49. Cuando se realizó el muestreo la presión del yacimiento se encontraba muy por debajo de la original y el GOR de mezcla para el análisis PVT fue superior al de producción con el objetivo de llevar la muestra a la presión inicial, por tanto los resultados de este análisis no son muy confiables.

Para el Colorado 12 y 43 se realizó recombinación con muestras de gas y crudo tomadas en superficie y para el Colorado 49 se tomó muestra de fondo (CORE LABORATORIES INC. Petroleum Reservoir Ingenieering Dallas Texas, P.L. Moses, 1960).

La muestra tomada del Colorado 12 fue de la zona E de los intervalos: 5828'-5842', 5918'-5933', 5946'-5965', 5968'-5972', 5986'-5998'.

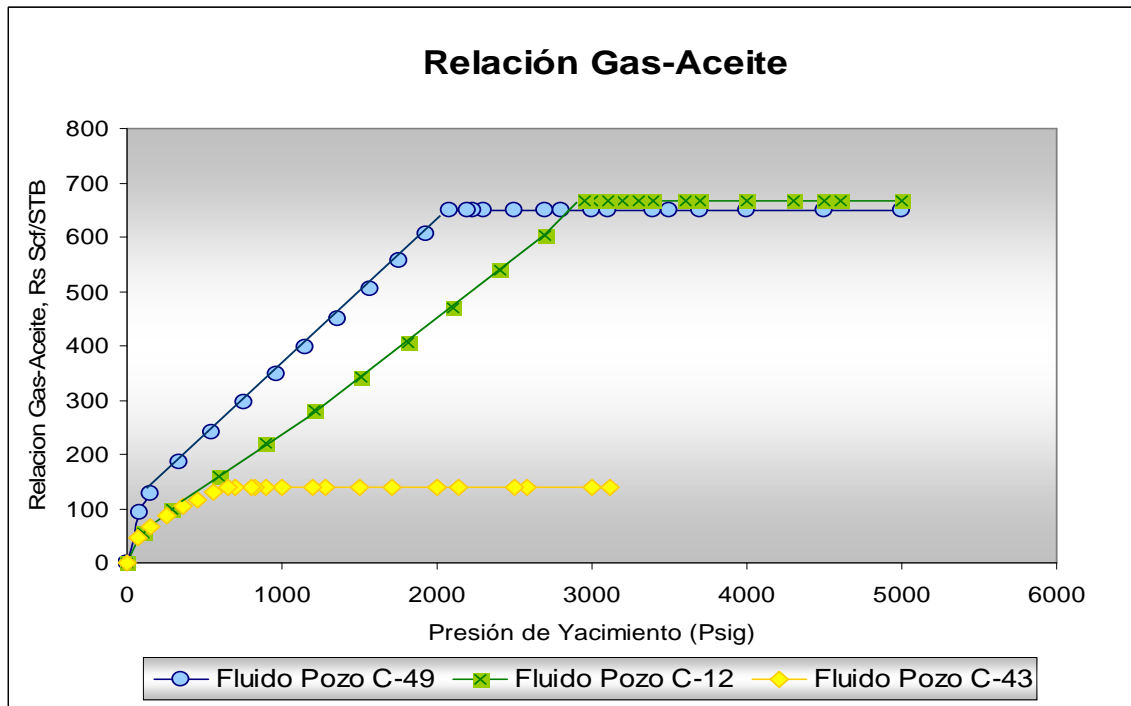
La muestra tomada del pozo Colorado 43 para el análisis del PVT fue para la zona B, los intervalos probados de este análisis de PVT fueron: 1869'-1890', 1918'-1933'.

La muestra tomada del pozo Colorado 49 para el análisis del PVT fue de la zona C y hay intervalos abiertos de la zona D y E, aunque los intervalos de las zonas D y E se probaron en conjunto no aportando mucha producción. Los intervalos probados de este análisis de PVT fueron: Zona C: 4999'-5005', 5020'-5032', 5120'-5132', 5148'-5162', 5207'-5212', 5221'-5228', 5301'-5311', 5339'-5348', 5391'-5397', 5430'-5436', 5478'-5490', 5625'-5640', 5652'-5662'; Zona D: 6024'-6030'; Zona E: 6399'-6413'.

Con los resultados del análisis PVT se compararon para los tres pozos mencionados el factor volumétrico, el R_s y la viscosidad como se muestra en las Figuras 20, 21 y 22.

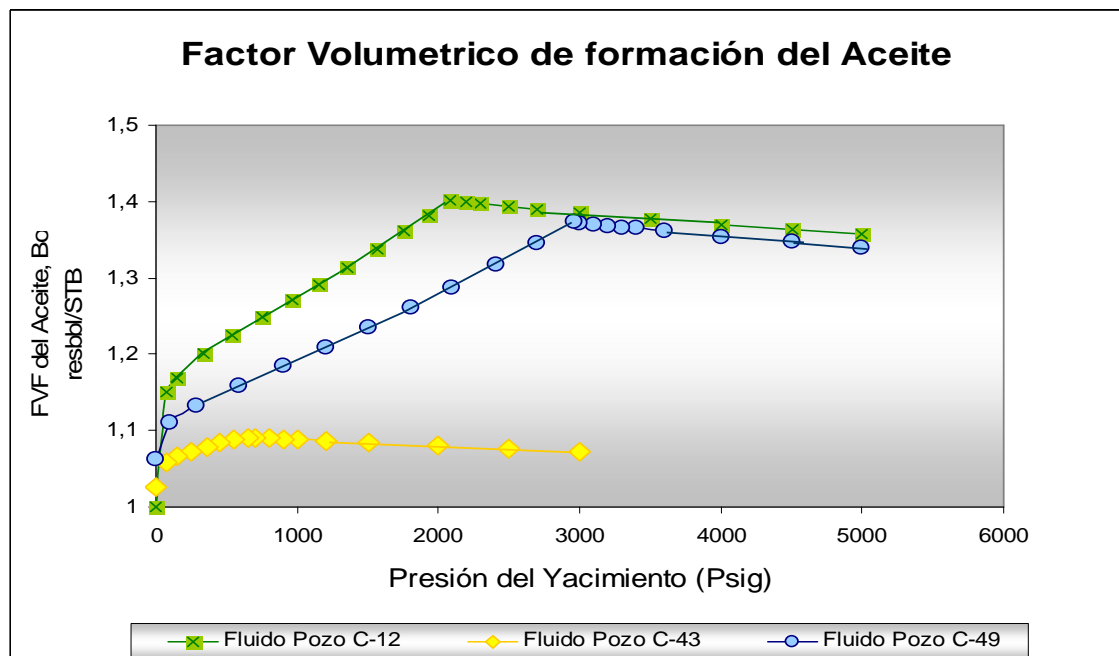
Se observa la aproximación de las curvas para los pozos Colorado 12 y 49, mientras que difieren totalmente con Colorado 43. Como en el Colorado 49 se muestreo de las zonas CDE y Colorado 12 de la arena C, probablemente por esto no coincidan. El análisis llevaría a concluir que los fluidos son diferentes entre las arenas productoras.

Figura. 20 Comparación de la relación Gas-Aceite (Rs) pozos Campo Colorado



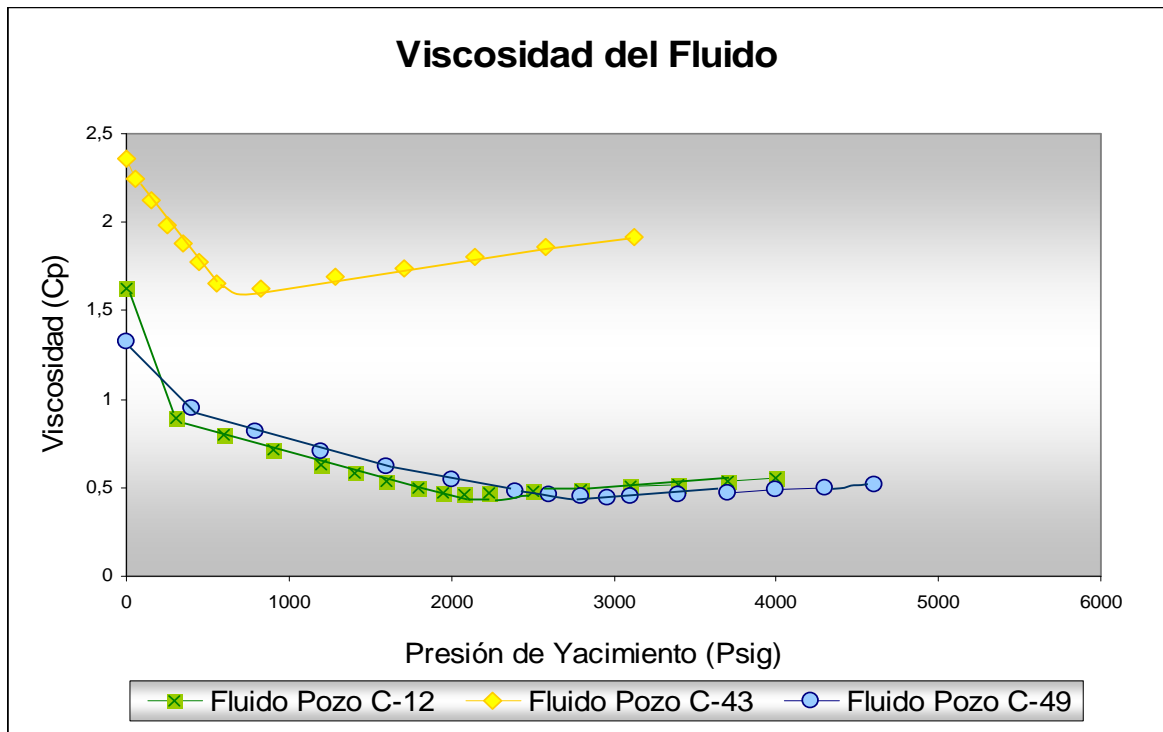
Fuente: CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS PVT DEL CRUDO DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO. Velazquez Miguel y Aramendiz José. 2008.

Figura. 21 Comparación de los factores volumétricos del aceite pozos Campo Colorado



Fuente: CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS PVT DEL CRUDO DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO. Velazquez Miguel y Aramendiz José. 2008.

Figura. 22 Comparación de la viscosidad del aceite pozos Campo Colorado a temperatura de yacimiento



Fuente: CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS PVT DEL CRUDO DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO. Velazquez Miguel y Aramendiz José. 2008.

Los pozos candidatos a muestreo Col-25 (bloque I) y 64 (bloque II) y el mejor pozo que actualmente produce en el Campo el Col-38 (bloque I) producen también de la arena B, por tanto se procedió a evaluar la relación con el Col-43 (bloque IV) del cual se conocen datos PVT.

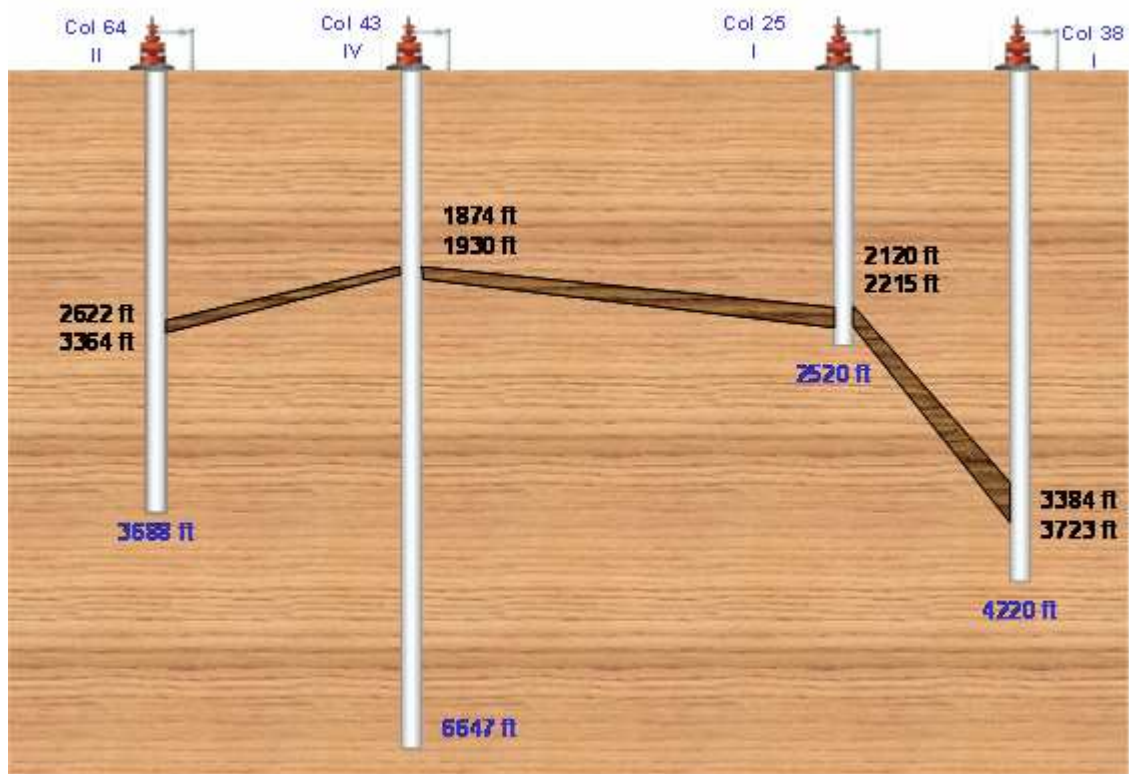
En el mapa (Figura 23.) del Campo se muestran las distancias entre pozos y en la Figura 24 las profundidades de los intervalos productores y la secuencia de la Arena B.

Con la correlación de CALCULO DEL GRADIENTE DE FLUIDO DE YACIMIENTO A PARTIR DE DATOS PVT (SPE 19438 AUG 28/1989) se calcularon presiones de fondo de los pozos Col-64 y 25, con base en los datos PVT del Col-43.

El gradiente de la arena B con los datos PVT del pozo Col-43 es de 0.337 psi/pie.

Para el Col-64 a profundidad media de 3030' del intervalo productor se determinó una presión de 1022 psi, la cual coincide con el valor registrado en 1973 de 1020 psi a la misma profundidad. Para el Col-25 a profundidad media de 2277' del intervalo productor se calculó una presión de 768 psi, comparada con el valor registrado en el año 1954 de 800 psi a la misma profundidad.

Figura. 24 Análisis de la continuidad en los bloques de la arena B Campo Colorado



Fuente: CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS PVT DEL CRUDO DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO. Velazquez Miguel y Aramendiz José. 2008.

De acuerdo al análisis anterior podríamos argumentar que el crudo migró y se almacenó en las arenas B; posteriormente ocurrió el fallamiento formando los bloques.

Del estudio de ECOPETROL (2004) revisado y complementado por la UIS (2006) de los 30 pozos candidatos para reactivación del campo, se encuentra que el 30% producen de la arena B, 16.7% a la arena C, 6.7% de la arena E, de la arena B combinado con otras arenas 40% y 6.6% de otras arenas. Igualmente en el estudio realizado por ECOPETROL en el 2003 DIAGNOSTICO Y ESTRATEGIAS DE RECOBRO PARA OCHO AREAS DE LA GERENCIA CENTRO ORIENTE se argumenta que *“Los mejores pozos productores de aceite se encuentran en la parte central del anticlinal, donde están los mejores desarrollos de arenas B”*.

Por las anteriores consideraciones podemos concluir que el muestreo de fondo en la arena B, es la mejor decisión para realizar la presente investigación cuyos resultados contribuirán al futuro desarrollo del Campo. En la Tabla 4 se presenta el resumen comparativo de los pozos candidatos al muestreo de fondo (Col-25 y Col-64).

Tabla. 4 Resumen comparativo de los pozos candidatos a muestreo de fondo

Característica	Col-25	Col-64
Presión estática (psi)	810 intervalo 2164-2178´ (05/03/54)	692 con 1900´ de nivel de fluido sobre el promedio de las perforaciones (2001)
Presión de fondo fluyendo (psi)	800 intervalo 2263-2290´ (02/03/54)	1020 (tomada año 1973)*
Presión en cabeza de pozo (psi)	10 (agosto/2007)	20 (agosto/2007)
Agua (%)	0.3 (1954)	9.9 (NR año)
GOR (Scf/STB)	2800 (1959)	2500 (1980)
° API	36.9	35.7
Estado mecánico	Casing 6 5/8" No tiene varillas ni bomba.	Casing 5 1/2" No tiene varillas ni bomba
Estado actual	Inactivo desde 23 de febrero de 1960; fluye temporalmente.	Inactivo desde Abril de 1980; fluye temporalmente.
Zona productora	B	B
Intervalo productor (pies)	2120-2215	2622-3364
Bloque	I	II
Facilidades de superficie	Válvula en cabeza de pozo	Válvula en cabeza de pozo
Vías de acceso	Buen estado, contigua a vía principal	En regular estado, alejada de vía principal
Ultima producción reportada (Bbls)	6 (1959)	2 (1986)

2.4.4 Selección del pozo a muestrear

El pozo con la primera opción para el muestreo de fondo y superficie fue el Col-25, porque presentaba las mejores instalaciones en cabeza de pozo para el muestreo de fondo y superficie, la profundidad para el muestreo era relativamente superficial, el porcentaje de agua mínimo, con buena vía de acceso y tenía la columna llena de fluido hasta superficie.

2.5 TOMA DE MUESTRAS DE FLUIDOS EN EL POZO COLORADO 25

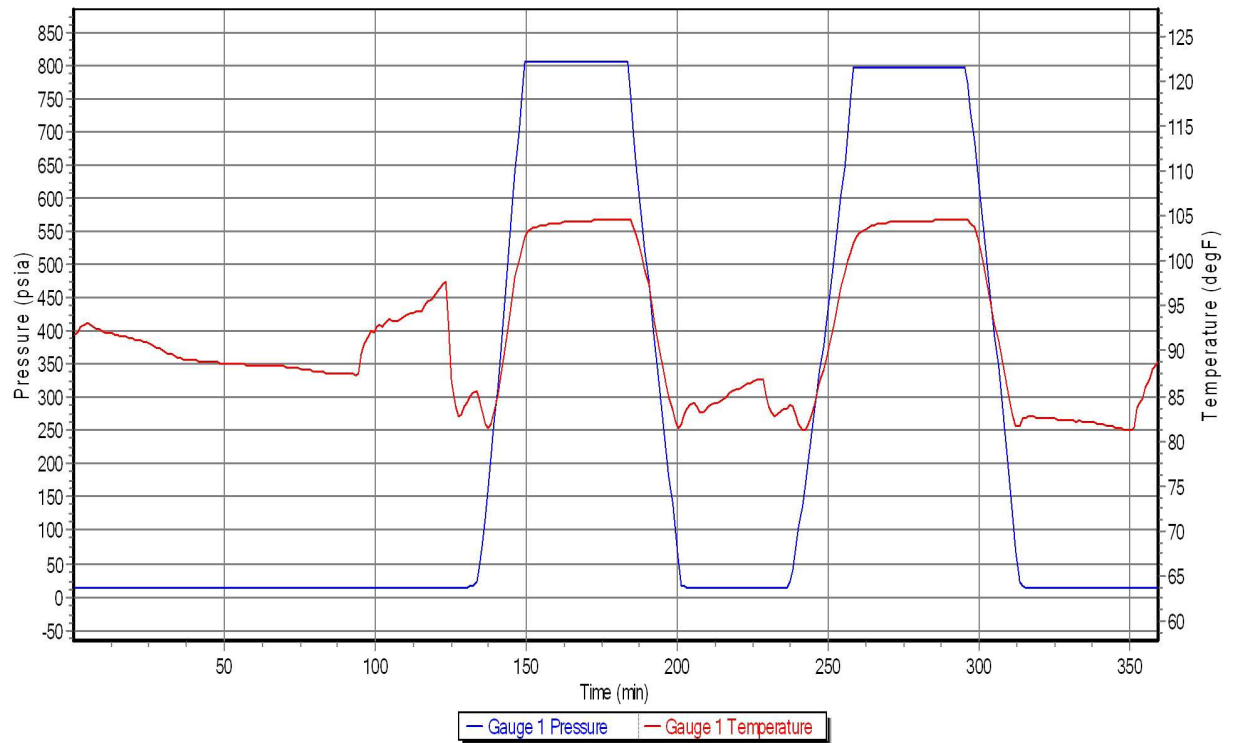
El pozo Col-25 había sido drenado temporalmente por el operador del Campo dando una producción promedia de 30 BB cada dos meses. Se dejó cerrado desde el mes de Marzo de 2007 para que pudiera llenar su columna y estuviera adecuado para la toma de una muestra representativa de fondo, siguiendo los lineamientos de la norma API RP 44 – 2003, con la asesoría de personal del ICP experto en la materia.

En coordinación con el personal del laboratorio de Análisis PVT del ICP (herramienta de muestreo), ECOPETROL Superintendencia de Mares, personal de la Compañía AIP (equipo de Slick- line) y la Dirección del Campo por parte de la Universidad, se acordó el programa de trabajo.

El 19 de Diciembre de 2007 se realizó el trabajo de muestreo en el Campo Colorado. Inicialmente, se bajó con Dummy run de 1.75" de diámetro para comprobar que no había obstrucciones; se tocó fondo a 2191'. Se bajó memory gauge a una profundidad de 2150' encontrando una presión estática de 805 psia y una temperatura de 104 °F (Figura 25); la temperatura tomada en superficie varió entre 84 y 91.4 °F.

Se bajó una herramienta de muestreo PNL-64 y se tomó una muestra a 2185' y externamente se observó presencia de agua; se decidió bajar la herramienta PDS (positive displacement system) a 1800 pies de donde se tomó la muestra.

Figura. 25 Presión y Temperatura de yacimiento pozo Col-25 (Arenas B)



Fuente: Laboratorio PVT-ICP

También se tomaron muestras en superficie (Crudo y gas) para la caracterización y recombinación si se requería.

CANTIDAD DE MUESTRAS

- **Muestra de fondo:** Se tomaron 2 muestras del mismo pozo (aprox de 1000 cc). Estas muestras fueron necesarias para determinar la envoltura de parafinas en el equipo de rayos infrarrojos y para el análisis PVT.

- **Muestras de superficie:** Se tomaron muestras para caracterización y para efectuar recombinación, en caso que se requiera en el PVT o para otros estudios posteriores.

Muestras de crudo : 3 galones

Muestras de gas . 3 cilindros

Las muestras debidamente rotuladas y siguiendo los lineamientos del manejo de muestras, fueron llevadas a los laboratorios del ICP para la preservación, transferencia y preparación previa a la ejecución experimental.

En el laboratorio de PVT del ICP se calentó la muestra tomada con la herramienta PDS a 150 °F para asegurar que si había presencia de parafinas se disolvieran en el crudo y se realizó la transferencia de un volumen de 580 CC a un cilindro a 3000 psia, se evidenció presencia de aceite y gas en una sola fase. En el cilindro se dejó en restauración por un periodo de 20 días (480 hr) a 4000 psi y temperatura de yacimiento de 104 °F.

Con los datos de presión tomados a diferentes profundidades se determinó el perfil de presión (Figura 26) en donde se observa el contacto agua – aceite a 2130´ y el contacto aceite-gas a 234´. Con lo cual se corrobora que la muestra tomada a 1800´ está en una sola fase y es representativa de la arena B de Mugrosa.

En la Figura 27 se presenta el gradiente de fluido del Crudo del Campo Colorado. Con el inverso de la pendiente (3.006) se calculó el gradiente de 0.333 psi/pie con el cual se obtiene una densidad del crudo vivo de 0.768 gr/cc. Este gradiente es similar al medido en 1973 en el pozo Col-64 y al calculado con los datos PVT del pozo Col-43, con lo cual se corrobora que se tiene el mismo crudo en la arena B en todos los bloques.

Figura. 26 Contactos agua-aceite y aceite gas pozo Col-25

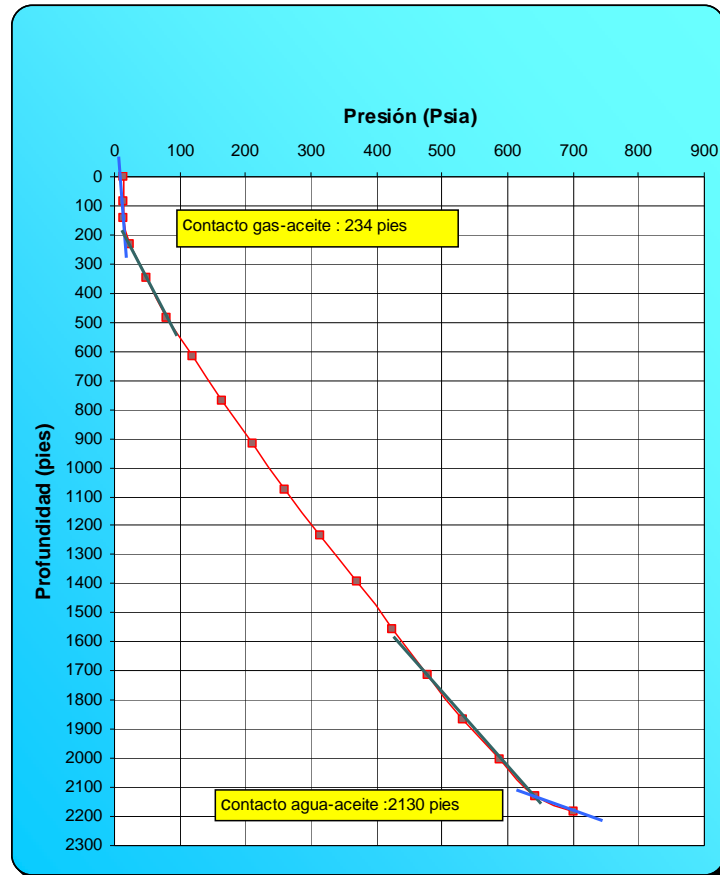
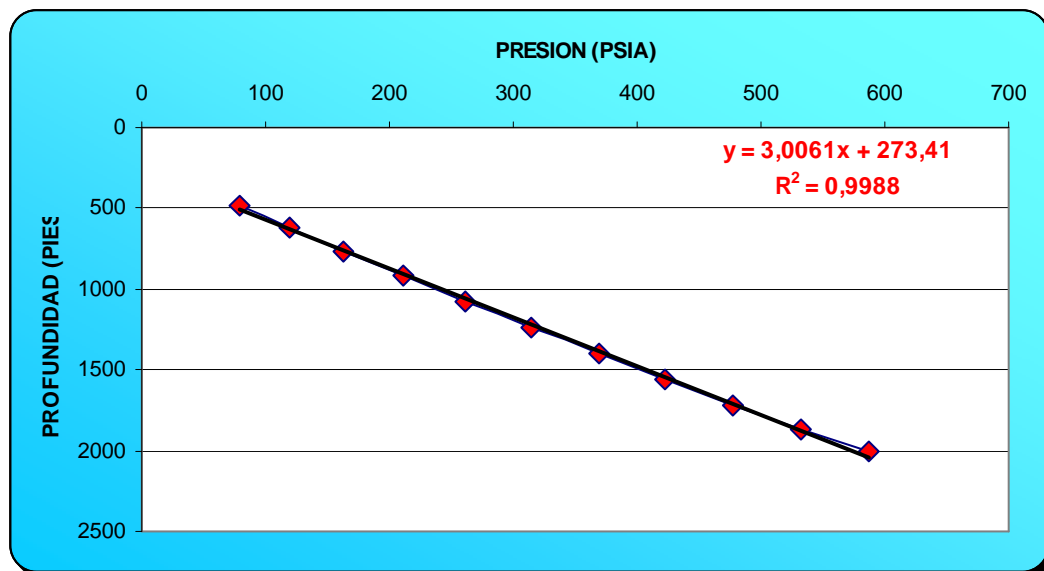
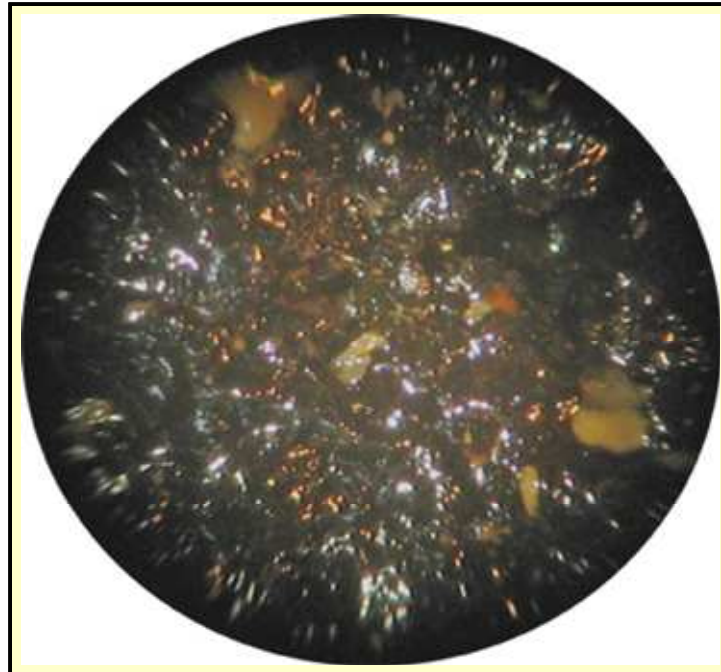


Figura. 27 Gradiente del fluido Col-25 (arena B)



La ilustración 1. Corresponde a una muestra de sólidos del fondo del pozo del Col-25 que se adhirió a la barra de peso cuando se tocó fondo a 2191 pies, se observa en color amarillo la presencia de cristales de parafina.

Ilustración 3. Depósito de sólidos Col-25 (encontrado a 2191`)



Presencia de parafina
Deposito sólido en fondo de pozo Col-25 (2191`) . 50 X.

2.6 DISEÑO EXPERIMENTAL PRUEBAS DE LABORATORIO

Montgomery (1993) define literalmente el experimento como “... una prueba o ensayo,” en la que es posible manipular deliberadamente una o más variables independientes para observar los cambios en la variable dependiente en una situación o contexto estrictamente controlado por el investigador.

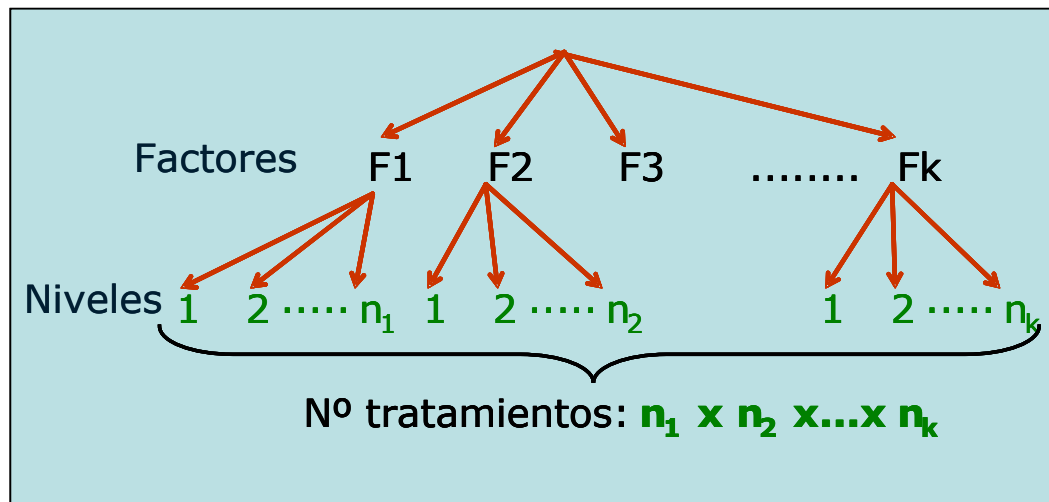
El diseño experimental puede clasificarse como autentico o cuasiexperimental. El autentico se caracteriza por dos aspectos: MANIPULACION, es decir el investigador

deliberadamente provoca cambios en la variable independiente; ALEATORIZACION, se refiere a que la elección de los sujetos de investigación se hace al azar. En el diseño cuasiexperimental no se cumple el segundo aspecto.

En función de las variables independientes se tiene el diseño cuasiexperimental de tipo factorial (Figura 28) cuyas características son las siguientes:

- Manipula dos o más variables independientes e incluye dos o más niveles de presencia en cada una de las variables independientes. Consiste en que todos los niveles de cada variable independiente son tomados en combinación con todos los niveles de las otras variables independientes.
- Permite evaluar los efectos de cada variable independiente sobre la dependiente por separado y los efectos de las variables independientes conjuntamente, pudiéndose observar los efectos de interacción entre estas.

Figura. 28 Esquema de diseño factorial



Entre estos diseños están: Factorial 2 X 2. Es el más simple y manipula dos variables, cada una con dos niveles. De igual manera existen otros factoriales, por ejemplo el diseño factorial 2 X 2 X 3, indica que hay 3 variables independientes, la primera y la segunda con dos niveles y la tercera con tres niveles.

El número de grupos que se forman en un diseño factorial es igual a todas las posibles combinaciones que surjan al cruzar los niveles de una variable independiente con los niveles de las otras variables, y se obtiene de la multiplicación de todos ellos, por ejemplo un 2×2 tendrá 4 grupos, un $3 \times 3 \times 3$ tendrá 27 grupos, etc.

En el caso del estudio de parafinas del Campo Colorado los factores o variables independientes son la temperatura y la presión y el número de niveles se planeó que se podrían evaluar a cinco presiones diferentes (presión del yacimiento a superficie), a cada una de las presiones se varía la temperatura desde el yacimiento hasta superficie (10 °F en cada etapa), por ejemplo 5 niveles, si la temperatura variara de 104 °F (yacimiento) hasta 75 °F.

Entonces el diseño factorial sería: 5×5 que tendría 25 grupos o tratamientos.

Grupo experimental y Grupo Control

Un diseño experimental muy utilizado, principalmente en las denominadas ciencias duras, es el de grupo control con selección aleatoria. El mismo consiste en seleccionar, de una manera aleatoria, dos grupos de individuos de una misma población y aplicarles una prueba para medir el valor de una determinada característica (variable dependiente). Posteriormente se expone un grupo (experimental) al efecto de una variable (independiente) que hipotéticamente producirá un cambio en la variable dependiente. Una vez transcurrido el tiempo suficiente para que la variable independiente haga su efecto, se vuelve a aplicar la prueba a ambos grupos, tanto el que estuvo expuesto como al que no lo estuvo (grupo control). Si la variable dependiente registra un cambio en el grupo experimental y ninguno en el grupo control, se puede entonces afirmar que el cambio fue producido por la variable independiente.

Campbell y Stanley (1966) recomiendan con especial énfasis este diseño, que lo califican como un diseño experimental, porque elimina los efectos de variables no controladas que puedan poner en peligro la validez interna del experimento, es decir, la validez de afirmar que fue la variable independiente, y no alguna otra variable no controlada, la que produjo el cambio en la variable dependiente.

En el caso de la muestra del fondo del Campo Colorado, el grupo de control corresponde a la muestra que se encuentra a las condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

Definición de variables

Una variable es cualquier característica o cualidad de la realidad que es susceptible de asumir diferentes valores, ya sea cuantitativa o cualitativamente.

Se pueden definir como todo aquello que se va a medir, controlar y estudiar en una investigación o estudio. Por lo tanto, es importante, antes de iniciar una investigación, que se identifiquen cuáles son las variables se van a medir y la manera en que se hará. Es decir, las variables deben ser susceptibles de medición.

Las variables se denominan así:

Nominal: es el nombre de la variable que le interesa al investigador.

Real: consiste en determinar las dimensiones que contienen las variables nominales.

Operacional o indicadores. Proporciona la base para su medición y la definición de los indicadores que constituyen los elementos más concretos de una variable y de donde el investigador derivará los items o preguntas para el instrumento con que recolectará la información.

En el caso del estudio del Campo Colorado las variables son:

Variable dependiente: punto de cristalización de parafinas. Para un crudo muerto (crudo sin gas en solución) la temperatura de cristalización corresponde al punto de nube.

Como se mencionó anteriormente, el punto de cristalización se define como la temperatura a la cual se forma el primer cristal de parafinas, también este punto es conocido en la Industria del petróleo como temperatura a la que aparecen las ceras en el crudo (wax appearance temperature WAT). Esta temperatura es el principal parámetro a evaluar, con el objeto de caracterizar el fluido y poder conocer las condiciones en donde se puede estar presentado el problema de inicio de precipitación. Dicho estaso es una

característica propia de cada crudo y su valor es mayor cuando se incrementa el contenido de hidrocarburos saturados o alcanos de alto peso molecular. El comportamiento ideal es que esta temperatura sea menor que la ambiental para que no haya depositación.

Es importante anotar que se debe hacer una distinción entre el punto de de cristalización termodinámico y este punto medido experimentalmente. El primero se define como la verdadera temperatura límite entre la fase líquida y sólida, es decir la máxima temperatura a la cual las fases sólida y líquida están en equilibrio a una presión determinada; mientras que desde el punto de vista experimental el punto representa la temperatura a la cual el primer cristal es detectado y por tanto depende de la sensibilidad de la técnica de medición.

La determinación del punto de cristalización, generalmente se hace en °F y existen varias técnicas de laboratorio.

Para un crudo vivo (con gas en solución) no se habla de punto de nube, como en el caso del crudo muerto, si no de puntos de cristalización cuya unión conforma el umbral de cristalización de parafinas “onset” definido como la frontera termodinámica en donde bajo determinadas condiciones de presión, temperatura y composición se inicia la cristalización de parafinas.

VARIABLES INDEPENDIENTES: Presión, temperatura y composición. Como la composición de los fluidos del yacimiento es inherente a la presión y temperatura entonces las variables independientes son la presión y temperatura.

Variables extrañas

Las variables extrañas son todas aquellas que el investigador no controla directamente, pero que pueden influir en el resultado de su investigación. Deben ser controladas, hasta donde sea posible, para asegurar que los resultados se deban al manejo que el investigador hace de la variable independiente, más no por la presencia de variables extrañas, no controladas.

En la presente investigación una variable extraña puede ser la presencia de asfaltenos, fracción del crudo que también depositarse enmascarando el resultado de las parafinas. Para controlarla es necesario hacer una prueba de reversibilidad a fin de determinar la presencia y efecto de los asfaltenos.

En la Tabla 5. se presenta el resumen del diseño experimental.

Tabla. 5 Diseño Experimental

DISEÑO EXPERIMENTAL : DETERMINACION DEL UMBRAL DE CRISTALIZACION DE PARAFINAS DEL CRUDO DEL CAMPO COLORADO.
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA
<p>El petróleo está compuesto por una mezcla de hidrocarburos clasificados como saturados o parafinas, aromáticos, resinas y asfaltenos. Bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y composición la parafina se puede precipitar y depositar en un sitio entre el yacimiento y el separador obstruyendo el flujo causando la disminución de la producción y muchas veces el cierre del pozo. Campo Colorado históricamente ha presentado este problema y se han implementado métodos correctivos, a veces sin los resultados esperados. Por tanto, en esta investigación se pretende identificar en que sitio desde el yacimiento hasta el separador y bajo que condiciones se inicia la precipitación de parafinas en el crudo del Campo Colorado, de tal manera que se pueda evaluar e implementar con mayor certezas métodos preventivos y/o correctivos para solucionar este problema. El resultado final será elaborar una metodología que permita detallar todas las etapas que se requieren para determinar el umbral de cristalización de parafinas de un campo en donde se presente este fenómeno.</p>
OBJETIVOS
<p>Objetivo general: Determinar el umbral de cristalización de parafinas del campo Colorado</p> <p>Objetivo específicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Valorar los modelos termodinámicos para predecir la precipitación de parafinas. • Determinar experimentalmente el umbral de cristalización de parafinas del Campo Colorado. • Comparar los resultados experimentales con los de un modelo termodinámico para la precipitación de parafinas. • Hacer predicción de precipitación de parafinas del campo Colorado a condiciones de operación • Estructurar la metodología para determinar el umbral de cristalización de parafinas
CONTEXTO DE LA INVESTIGACION
<p>Contexto Geográfico: El fluido objeto de estudio es de la arena B del pozo Col-25, Campo Colorado localizado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) en inmediaciones del Municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira.</p>

Contexto Teórico: Las fuentes Bibliográficas a consultar serán preferiblemente de publicación superior a 1980.	
SUPOSICIONES TEORICAS	
El gas que está en solución dentro del crudo actúa como solvente de la parafina; cuando el crudo sale del yacimiento y viaja a superficie, ocurre disminución de presión y temperatura y se presenta liberación del gas en solución (ocurre cambio en la composición), lo cual favorece las condiciones para que las parafinas tengan más contacto entre sí y se alcance la cristalización y precipitación.	
RESULTADOS ESPERADOS	
Determinar el espacio termodinámico en donde se visualicen las condiciones de presión, temperatura, profundidad y cantidad de gas en solución bajo las cuales se presenta la cristalización de parafinas en el campo Colorado. Determinar la envolvente de precipitación de parafinas (EDP). Estructurar una metodología para determinar el umbral de cristalización de parafinas en cualquier campo que presente el problema de precipitación de parafinas.	
Factores que pueden hacer que el estudio falle.	Observaciones y control
Tomar una muestra de fluido no representativa	Para evitar este inconveniente se realiza una adecuada selección del pozo, establecer las condiciones para el muestreo y tomar las muestras siguiendo los procedimientos estándar bajo la coordinación y ejecución de personal experto en el tema.
Resultados de los experimentos no confiables.	Se debe hacer un diseño experimental y tener bien definidas las variables independientes. Contar con los datos de presión y temperatura medidos en Campo. Tener un buen seguimiento y control de los procedimientos de las pruebas.
ESTRATEGIA DE CONTRASTACIÓN	
DISEÑO CUASIEXPERIMENTAL	
Tipo de diseño	<ul style="list-style-type: none"> • En el muestreo de fluidos se aplicará el diseño tipo no aleatorio intencional. • El modelo de diseño será factorial: VI1 : Presión (5 niveles: P yacimiento a P separador) VI2 : Temperatura (min 5 niveles a cada presión desde T yac hasta T sep) Diseño factorial: 5 X 5 : 25 Tratamientos.

Variables independientes	Definición nominal	Definición real	Definición operacional
Temperatura	Medida de la energía cinética de las partículas de una sustancia. Propiedad de los sistemas que determinan si están en equilibrio térmico.	Medida del nivel térmico del crudo vivo (con gas en solución).	La energía cinética del crudo disminuye desde el yacimiento a Separador; se mide en °F o su equivalente en °C.
Presión	Es el cociente entre la componente normal de la fuerza sobre una superficie y el área de dicha superficie.	Los fluidos del yacimiento cuando viajan a superficie ejercen fuerzas perpendiculares a las áreas de flujo. $P = F/A$; (presión = fuerza/área).	La presión del fluido del yacimiento a superficie varía con la profundidad y se mide en Psig. Los datos reales dependen del pozo seleccionado.
Variables dependientes	Definición nominal	Definición real	Definición operacional
Punto de cristalización	Punto en donde es detectado el primer cristal de parafinas.	Condición de presión y temperatura en donde inicia la cristalización de parafinas	Se mide con la transmitancia como la fracción de luz incidente, a una longitud de onda especificada, que pasa a través de una muestra y se toma el %. Cuando en la muestra de crudo se cristaliza la parafina, entonces cambia la transmitancia.

Tipo de observación	Aspectos a observar	¿Cómo se observará?	¿Cuándo se observará?	¿Dónde se observará?	¿Cómo se registrará la información?
<p>La observación que se va a hacer es del tipo estructurada, es decir vamos a realizar una investigación en el que sabemos claramente lo que se va a investigar y se tiene un diseño de investigación.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Presión - Temperatura - Transmitancia - Reología - Cambios en composición de la muestra. - Análisis PVT <p>Se aplicarán procedimientos estándar para cada una de las pruebas</p>	<p>La muestra de fondo será sometida a condiciones de Py y se variará la temperatura de fondo a separador. A cada T se mide la transmitancia en el equipo NIR hasta que haya cambio (se halla TC). Se hace el mismo procedimiento para otras P. Se determinará viscosidad del fluido a las mismas condiciones de P de la prueba NIR.</p>	<p>Se proyecta la realización de las pruebas en un tiempo aproximado de tres meses después de hacer el muestreo de campo.</p>	<p>La envolvente de precipitación de parafinas, el estudio reológico y PVT se realizará en laboratorios del ICP. Otras pruebas de caracterización de fluidos en Laboratorios de la UIS.</p>	<p>Los resultados de las pruebas serán registrados en formatos estándar que se tengan para cada prueba y también se consignarán las condiciones operacionales y observaciones de cada experimento.</p>
Recomendaciones					
<p>Los resultados y el análisis del presente estudio permitirán elaborar el mapa o esquema en donde se visualice las condiciones de presión, temperatura y profundidad bajo las cuales se presenta la cristalización de las parafinas del campo Colorado, que será la base para estructurar una metodología para posteriores investigaciones y aplicaciones en otros campos con similares problemas operacionales relacionados con la precipitación de parafinas.</p>					

2.7 RESULTADOS DE LA CARACTERIZACION DE FLUIDOS DE COLORADO-25

En la Tabla 6 y 7 se presentan las principales características del crudo del pozo Col-25, seleccionado para determinar la envolvente de cristalización de parafinas. Se observa que este crudo es de tendencia parafínica, lo que se evidencia por el índice de Watson (K) cercano a 12, por el porcentaje de saturados (> 50%) y gravedad específica inferior a 0.85.

La viscosidad del crudo muerto del crudo Col-25 (Figura 29) y en general del crudo del Campo es muy baja e igualmente el punto de fluidez, lo cual a pesar del fenómeno de precipitación de parafinas, ha favorecido el flujo y evitado que el problema sea más severo.

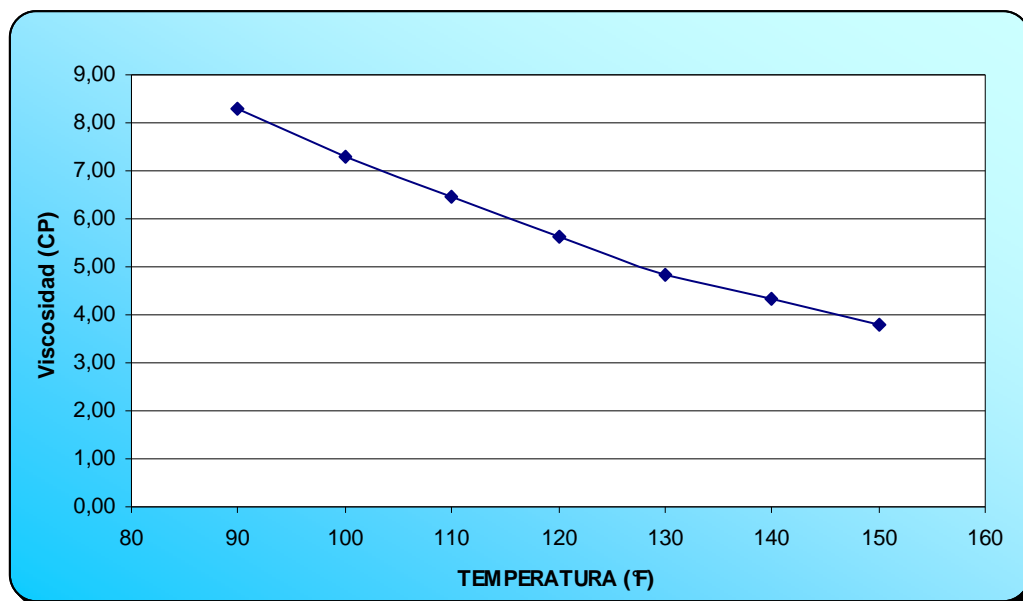
Tabla. 6 Caracterización del crudo del pozo Col-25

PROPIEDAD	UNIDAD	VALOR
GRAVEDAD API	°API	36,1
GRAVEDAD ESPECIFICA		0,84
BSW	% volumen	0,24
PUNTO DE FLUIDEZ	°C	-24
PRESION DE VAPOR RAID	Psi	3,25
PUNTO DE CHISPA Y LLAMA	°F	< 0
PODER CALORIFICO	BTU/lbm	19127,64
TRUE BOILING POINT	°R	1009,255
COEFICIENTE CARACT WATSON(K)		11,88
CONTENIDO DE COBRE	ppm	0,059
CONTENIDO HIERRO	ppm	0,143
CONTENIDO NIQUEL	ppm	4,424
CONTENIDO VANADIO	ppm	7,019
CONTENIDO AZUFRE	%peso	0,197
CONTENIDO DE CENIZAS	%peso	0,0086
PUNTO DE NUBE (crudo muerto)	°F	86
SARA		
SATURADOS	%peso	64,09
AROMATICOS	%peso	25,26
RESINAS	%peso	9,93
ASFALTENOS	%peso	0,73

Tabla. 7 Viscosidad del crudo muerto del pozo Col-25

TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (Cp)
90	8,28
100	7,31
110	6,46
120	5,62
130	4,83
140	4,33
150	3,80

Figura. 29 Viscosidad del crudo muerto del pozo Col-25



2.8 RESULTADOS DEL ANALISIS PVT POZO COL-25

ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)

RESUMEN DE LOS DATOS DEL FLUIDO

Datos Volumetricos

Presión Original del Yacimiento (Py) :	800	psia
Presión de Burbuja (Pb):	630	psia
Expansión Térmica @ 2015 Psia :	1,01678	Vol. @ 104 °F Vol. @ 62 °F
Densidad del Fluido del yacimiento @ 2000 psia y 104 °F :	0,7876	g/cc
Densidad del Fluido del yacimiento @ 2000 psia y 62 °F :	0,8008	g/cc
G.O.R.:	240,0	SCF/STB
Compresibilidad del Fluido @ Ty (Desde Pyac. a Pb)	1,03189	E-05

Datos de la prueba de Liberación Diferencial

Relación Gas - Aceite en solución (Rsdb)	228,00	PCN/BF
Factor Volumetrico del Aceite (Bodb)	1,0798	BY/BF
Densidad del Aceite a Pb, Tyac	0,7810	g/cm3

Datos de la Prueba de Liberación Instantánea

Presión del Separador	15	psig
Temperatura del Separador	90	°F
Bo (1)	1,0201	BY/BF
Rs (2)	228,00	PCN/BF
Densidad del Aceite muerto	0,8411	
API @ 60 F	36,7321	

- (1) Factor volumétrico de formación del aceite, barriles de petróleo a la presión de burbuja y temperatura de yacimiento por barril de petróleo de tanque @ 60 °F.
 (2) Relación gas-aceite en solución total a la presión de burbuja y temperatura de yacimiento, total de pies cúbicos normales de gas @ 14.7 psia y 60 °F por barril de tanque @ 60 °F.

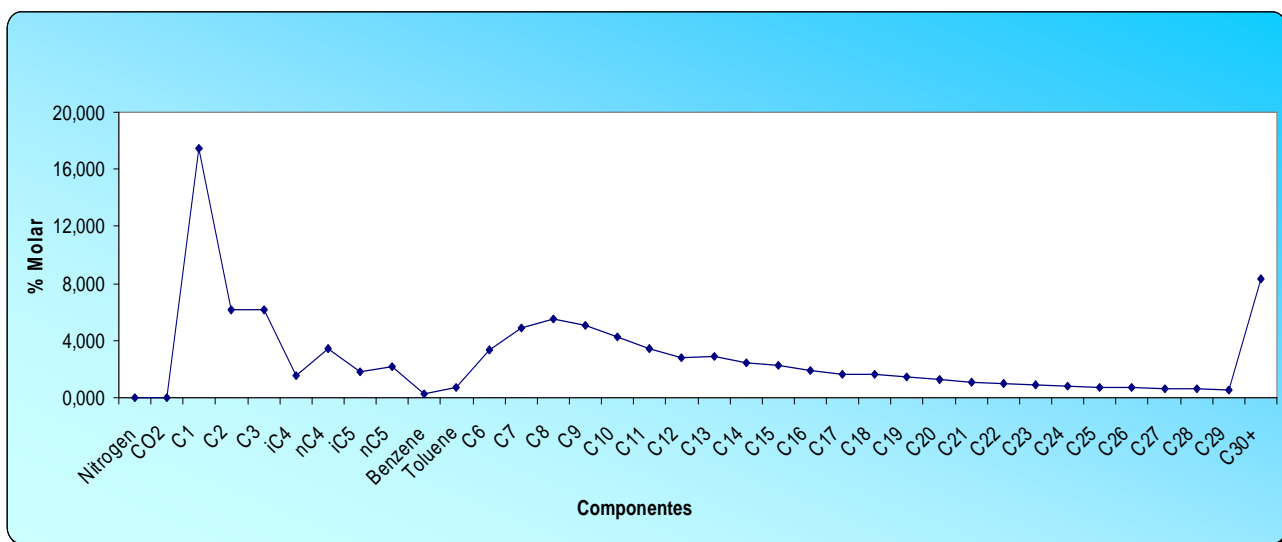
Datos de Viscosidad a 104 °F

Viscosidad del Aceite @ Pb	2,18	cP
Viscosidad del Aceite @ Pyac.: 815 Psia	2,23	cP

Condiciones de laboratorio	13.3 psia @ 68 °F
Condiciones normales	14.7 psia @ 60 °F

La presión de yacimiento de 805 psia y de burbuja de 630 psia (reportados por el Laboratorio de PVT-ICP) son similares a las determinadas en el año 1960 al fluido del pozo Col-43 también perteneciente a Arenas B. En la Figura 30 y la Tabla 8 se presenta la composición del fluido del yacimiento (arenas B) del Campo Colorado. Se observa un alto contenido de la fracción pesada.

Figura. 30 Composición del fluido de yacimiento (Pozo Col-25 arenas B)



Los hidrocarburos livianos (C₁-C₄, CO₂ y N₂) representan el 34.45 % en mol; los hidrocarburos intermedios (C₅ - C₁₅ incluyendo también el tolueno y benceno) el 42.07% y los hidrocarburos pesados el 23.48%

Los resultados del análisis PVT del fluido del pozo Col-025, se encuentran en la tesis soporte de la presente investigación: [“CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS PVT DEL CRUDO DE CAMPOS MADUROS.APLICACIÓN CAMPO COLORADO”, desarrollada por los estudiantes de Ingeniería de Petróleos ARAMENDIZ PACHECO JOSE JORGE y VELASQUEZ OSMA MIGUEL ALBERTO \(2008\).](#)

Tabla. 8 Composición del fluido de las arenas B (Fluido Col-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

PROPIEDADES DE LAS FRACCIONES PESADAS

Fracción Plus	Wt %	Mol %	MW	Densidad a 60 °F (g/cc)
C7 +	89,815	58,246	362,237	0,9547
C10+	78,501	41,749	371,155	0,9574
C20+	48,934	16,808	472,551	0,9982
C30+	31,216	8,388	580,000	1,0591

Peso Molecular del fluido: 155,86 lb/lb-mol

2.9 COMPORTAMIENTO REOLOGICO DEL CRUDO VIVO COL-25

Muchos investigadores han utilizado la técnica del cambio en la viscosidad para determinar el punto de cristalización de las parafinas. El principio se basa en que debido a la formación de cristales suspendidos, el fluido desarrolla un comportamiento no Newtoniano con la temperatura; el punto de cristalización es detectado cuando se presenta una desviación de la linealidad en los datos experimentales de viscosidad cuando se disminuye la temperatura del fluido, lo cual se puede observar en una curva semilogarítmica de viscosidad Vs $1/T$.

Teniendo en cuenta que dentro del análisis PVT para la muestra de fondo se requería determinar la viscosidad del fluido a condiciones de yacimiento, se decidió realizar esta prueba a las mismas condiciones de presión a la prueba diferencial y además hacer la determinación de los puntos de cristalización. Este análisis se realizó en el Viscosímetro Capilar del laboratorio de PVT del ICP. El equipo opera bajo el principio de que cualquier fluido en flujo laminar a través de un Capilar de dimensiones conocidas ejerce una caída de presión a través del capilar, la cual está relacionado con la tasa de flujo del fluido que pasa a través de él. La caída de presión es una función de la viscosidad del fluido.

El viscosímetro capilar consiste de 2 cilindros de alta presión (10000 psia) conectados a un tubo capilar, los cuales están dentro de un horno que distribuye la temperatura con una precisión de ± 0.5 °C.

Después de transferir un volumen de 25 cc de la muestra de fondo del pozo Col-25 dentro de los cilindros del viscosímetro por medio de una bomba de desplazamiento positivo a 4000 psig y a temperatura de laboratorio, se fijó el controlador térmico en 104 °F (temperatura del yacimiento). Una vez la muestra fue equilibrada a condiciones de yacimiento y se alcanzó una sola fase, se realizó el desplazamiento de un cilindro al otro a través del capilar por medio de una bomba motor de flujo controlado. La caída de presión a través del capilar es determinada usando un transductor de presión que tiene una precisión de $\pm 0.25\%$. A partir de la constante del capilar, la caída de presión medida y la tasa de flujo, la viscosidad del fluido es calculada usando la ecuación de Hagen-Poiseuille para flujo laminar.

Se definieron presiones desde el yacimiento hasta superficie y se realizó calentamiento isobárico a fin de encontrar el punto de cristalización en cada una de ellas. A presiones por debajo del punto de burbuja, se liberó el gas en solución a la temperatura más baja.

Los resultados se presentan en la Tabla 9 y Figura 31. Se observa que isotérmicamente a menor presión se incrementa la viscosidad e igualmente isobáricamente a menor temperatura mayor viscosidad.

En una curva semi logarítmica de Viscosidad Vs $1000/T$ para cada presión se puede evaluar el punto de cristalización de parafinas (temperatura en °R), lo cual ocurre cuando se presenta una desviación en la linealidad de los datos experimentales; como ilustración se presenta la curva a 14.7 psia (Figura 32). En la Tabla 9 se presentan los puntos de cristalización a las diferentes presiones y en la Figura 33 se observa la envolvente de cristalización de parafinas (EDP).

Tabla. 9 Viscosidad del fluido de yacimiento (Col-25. arena B)

T (°F)	P1= 810 psia	P2= 700 psia	P3=530 psia	P4=370 psia	P5= 80 psia	P6= 14.7 psia
114	1,955	1,96	2,02	2,15	2,39	2,85
104	2,231	2,197	2,242	2,43	2,87	3,67
95	2,404	2,392	2,566	2,794	3,47	4,61
85	2,722	2,689	2,879	3,152	4,00	5,66
75	3,201	3,058	3,278	3,658	4,895	7,28
TC (°F)	104	100	100	98,6	95	95

Figura. 31 Viscosidad del fluido de yacimiento (Col-25. arena B)

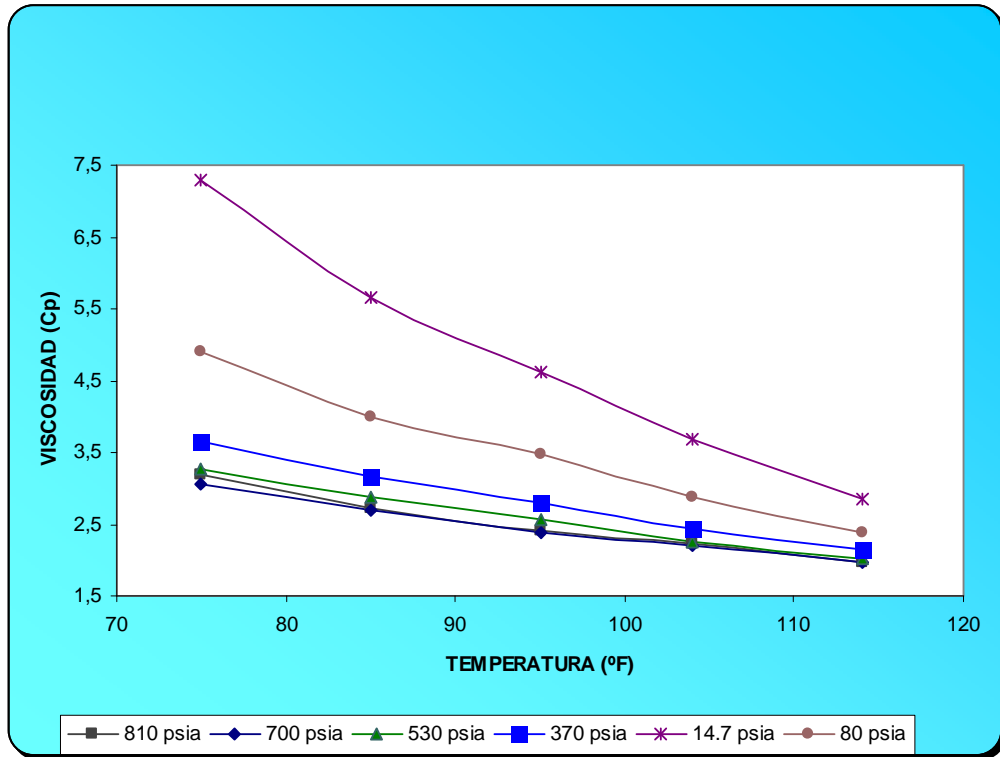


Figura. 32 Punto de cristalización a 14.7 psia por método de viscosidad (Col-25 .arena B)

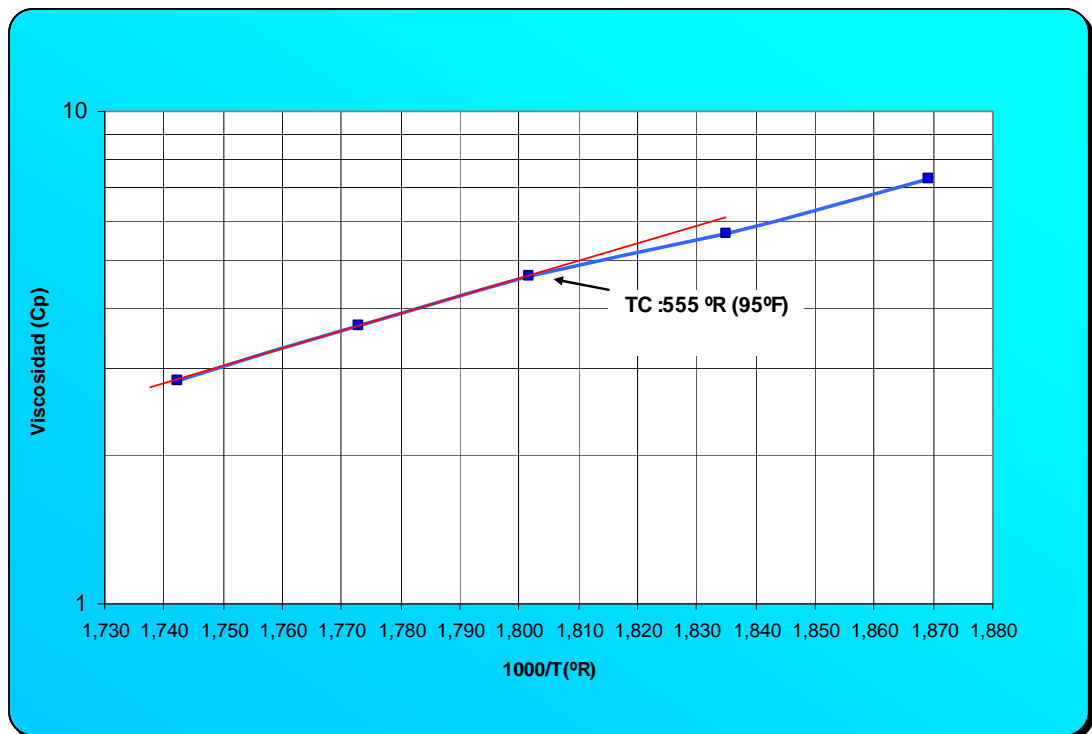
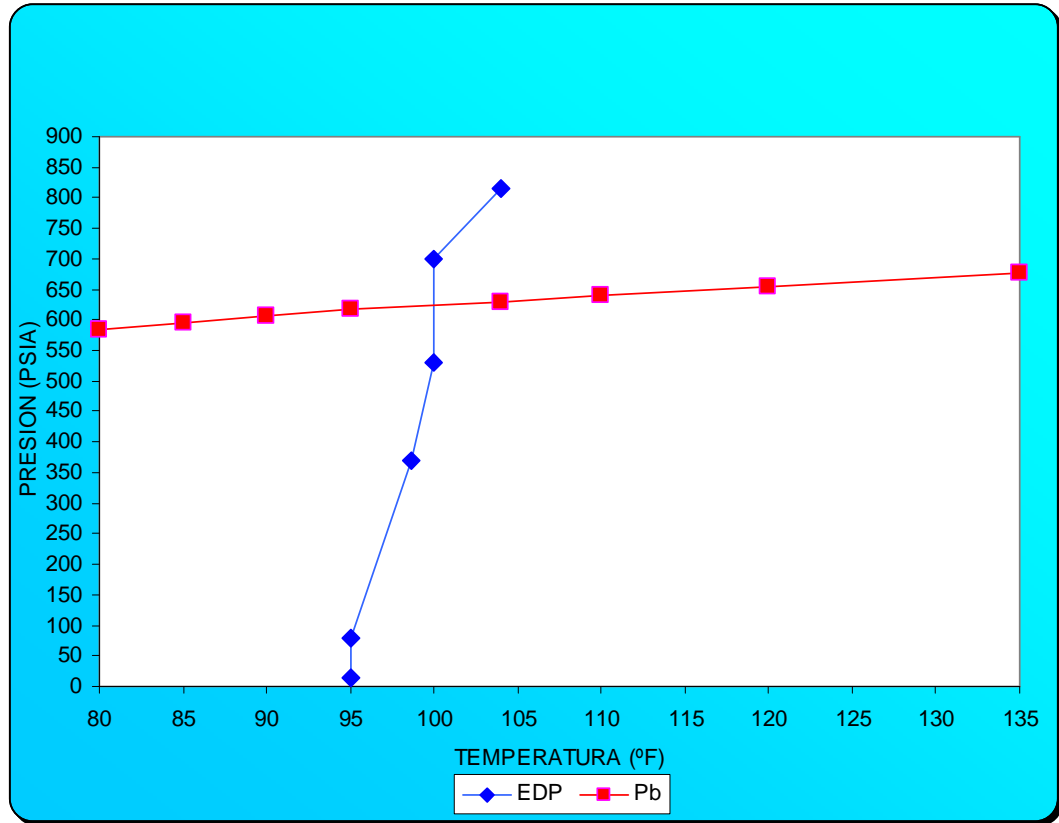


Figura. 33 Envoltente de precipitación de parafinas por viscosidad (Col-25 .arena B)



2.10 RESULTADOS DE LA ENVOLVENTE DE PRECIPITACION DE PARAFINAS (EDP) MEDIANTE EL METODO NIR. ARENAS B CAMPO COLORADO

Las pruebas para determinar el umbral de cristalización de parafinas se realizaron en el equipo NIR (NEAR INFRA RED - NIR) del laboratorio de daño a la formación en el Instituto Colombiano del petróleo. El principio de medición y demás detalles de la técnica se presentan en el capítulo de metodología para el estudio de comportamiento de parafinas.

Se definieron dos niveles de presión por encima del punto de burbuja (804 y 700 psia) y tres por debajo de este (530, 370 y 14.7 psia); a cada nivel de presión se realizó un enfriamiento desde una temperatura superior a la de yacimiento hasta 80 °F con el fin de encontrar el punto de cristalización a esas condiciones.

2.10.1 Prueba de reversibilidad de asfaltenos

Como se planteó en el diseño experimental la precipitación de asfaltenos es una variable extraña que afecta la transmitancia del infrarrojo y puede enmascarar los resultados en la detección del punto de cristalización a las condiciones isobáricas de la prueba.

El comportamiento de los asfaltenos es muy complejo y los conceptos a cerca de ellos causan gran controversia entre las diferentes escuelas de investigación.

La precipitación de asfaltenos no necesariamente significa que cause un problema de flujo, porque además se requiere que haya depositación y adhesión a una superficie. La precipitación de asfaltenos es función principalmente de la presión y se presenta con mayor frecuencia en yacimientos; pero también depende de la temperatura, composición del fluido y de la concentración de partículas, pero la depositación es un proceso más complejo que además depende de la tasa de corte de flujo, el tipo y características de la superficie, el tamaño de las partículas y la interacción entre las partículas y la superficie. Por tanto se requiere hacer un estudio detallado para conocer el comportamiento de este tipo de sólidos orgánicos y poder hacer el diagnóstico adecuado.

A la celda de prueba se introdujeron 150 cc de crudo vivo a temperatura de de yacimiento y a presión de 3800 psia se dejó en agitación por 12 horas antes de iniciar la prueba.

En la Tabla 10 se presentan los resultados de la prueba de reversibilidad de asfaltenos del crudo del Col-25. Se midió el contenido de asfaltenos a una presión muy superior a la presión del yacimiento para procurar que estuvieran totalmente suspendidos en el crudo; luego se determinaron a presión de yacimiento y se bajó a una presión por encima del punto de burbuja en donde ocurre una gran precipitación; finalmente se lleva el fluido de nuevo a presión de yacimiento en donde se observa que la redisolución es muy baja por tanto se considera que la precipitación en yacimiento se puede considerar como irreversible.

Tabla. 10 Resultados de la reversibilidad de asfaltenos (crudo arenas B. Col-25)

Presión (psia)	% peso de asfaltenos en la muestra
3800	0.5689
810	0.5511
660	0.0715
810	0.1114

Ty= 104 °F

De otra parte, con el análisis SARA (prueba para crudo muerto) que se realizó para siete (7) pozos de diferentes arenas y bloques del Campo Colorado, incluido el Col-25, se encontró que el índice de inestabilidad coloidal ((saturados +asfaltenos)/(resinas+aromáticos) es superior a 0.9 (Tabla 11), por tanto a condiciones de producción se considera que posiblemente ocurra precipitación de asfaltenos.

Tabla. 11 Índice de inestabilidad Coloidal (CII) pozos Campo Colorado

Pozo	COL -11	COL- 12	COL- 25	COL-37	COL- 38	COL-62	COL- 64
CII	2,96	3,02	1,84	2,97	3,1	3,05	2,77

2.10.2 Resultados EDP

Para determinar la EDP en la celda del equipo NIR se inyectaron a la celda 100 cc de crudo vivo del pozo Col-25 a una presión de 3800 psia y una temperatura de 150 °F y se dejó en agitación durante 12 horas antes de iniciar las pruebas

Con el objeto de bloquear el efecto de la precipitación de asfaltenos durante la determinación de los puntos de cristalización de parafinas a cada presión, una vez alcanzado el equilibrio se colocó el equipo NIR en 100% de transmitancia y se inició el enfriamiento isobárico hasta encontrar una disminución marcada en el porcentaje (de

transmitancia) , temperatura que se toma como punto de cristalización. Las pruebas a cada presión se realizaron disminuyendo la temperatura de cada etapa en 5 °F.

La prueba a presión de yacimiento se inició a 130 °F, pero con el enfriamiento no se observó ningún cambio; por tanto se decidió iniciar en 150 °F y se encontró que el punto de cristalización es de 130 °F (Figura 34). Para las demás presiones se siguió el mismo procedimiento y los resultados se muestran en la Tabla 12 y Figura 35.

Con la composición actual del fluido de yacimiento si lleváramos a la presión inicial (805 psia), se observa que la temperatura de yacimiento (104 °F) es inferior al punto de cristalización de 130 °F, por tanto a esas condiciones probablemente se presentó precipitación de parafinas. Desde la presión de yacimiento hasta la presión de burbuja, en menos de 200 psia, la disminución en el punto de cristalización es aproximadamente de 32 °F, lo que representa una alta variación y se explica posiblemente por la disminución en la presión ejercida sobre los hidrocarburos livianos e intermedios (que representan aproximadamente el 77 % molar) que actúan como el solvente, que por la expansión aumentan su volumen con lo cual se mejora la solubilidad de las parafinas (soluto).

Tabla. 12 Puntos de cristalización, Técnica NIR (fluido Col-25, arena B)

PRESION (psia)	TEMPERATURA DE CRISTALIZACION (°F)
805	130,00
700	105,00
530	90,00
370	90,00
14,7	90,00

Pb: 630 psia

Figura. 34 Punto de cristalización a 805 psia. Técnica NIR (Col-25. Arena B)

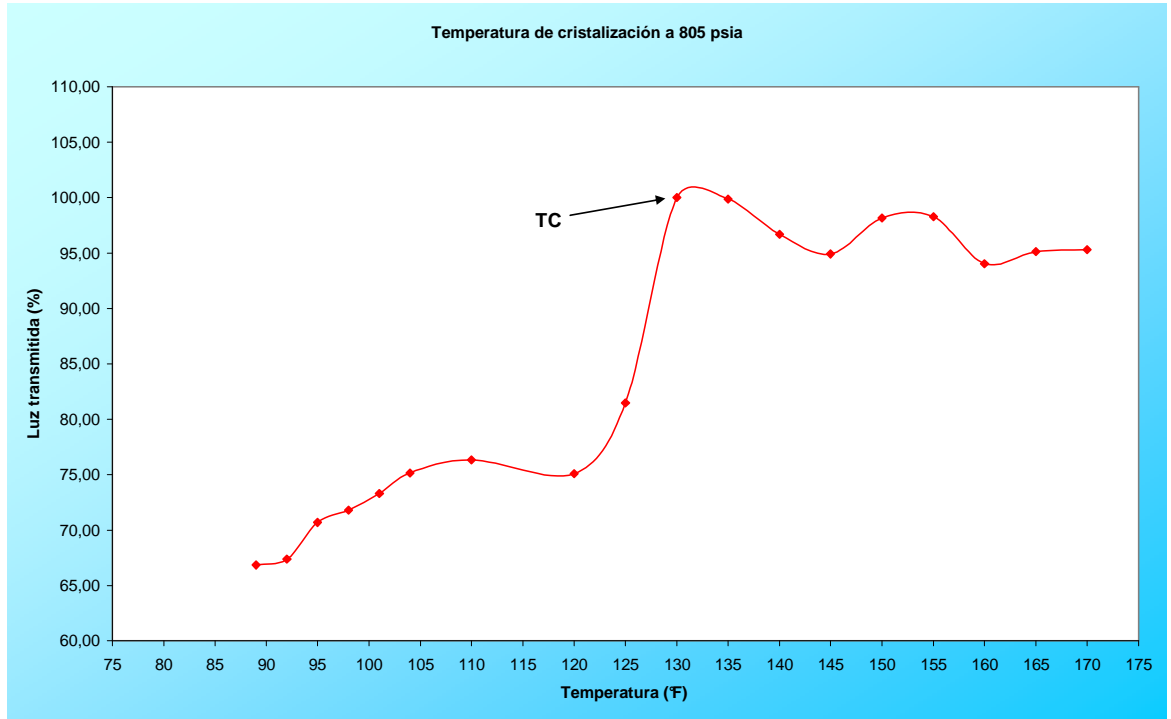
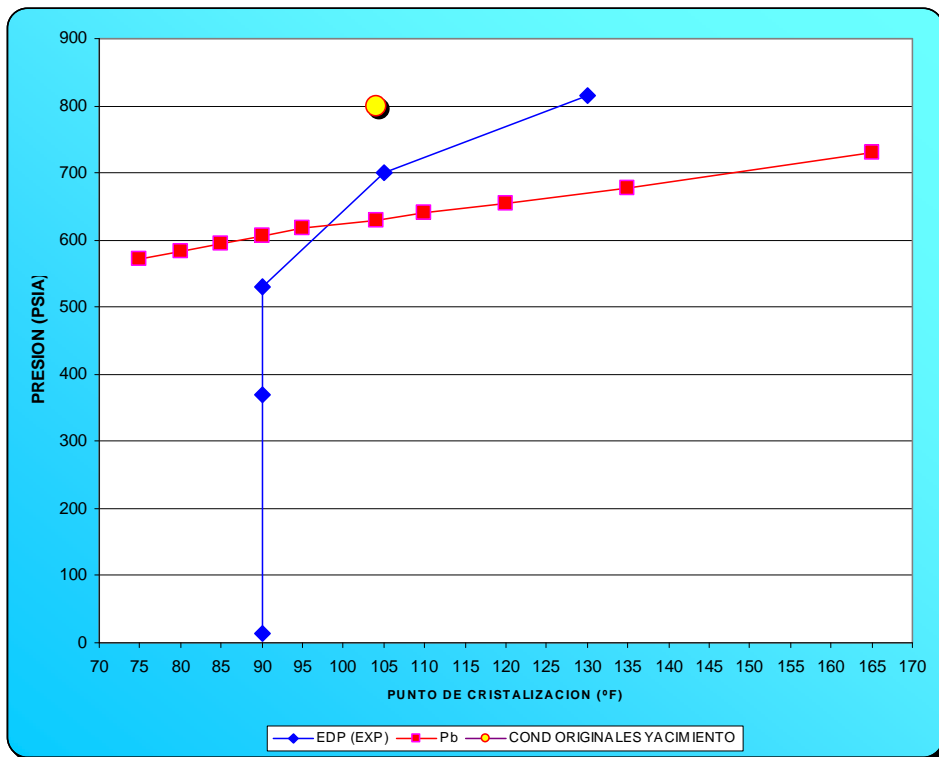


Figura. 35 Envoltorio de precipitación de parafinas, Técnica NIR (Col-25 .arena B)

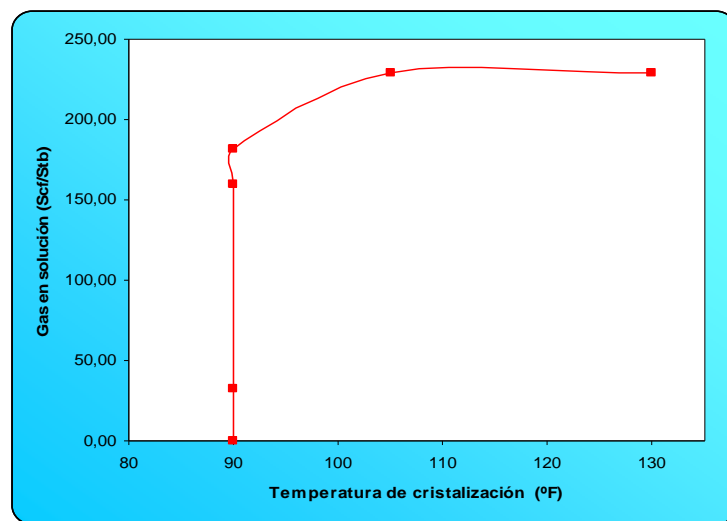


Por debajo de la curva de puntos de saturación, la variación de la envolvente de cristalización de parafinas es mínima; teóricamente se esperaba que por la liberación de livianos los puntos de cristalización medidos se incrementaran, lo cual no ocurrió, probablemente porque se midió cada 5 °F y realmente pueden presentarse cambios en temperaturas intermedias (entre 1 y 5 °F); sin embargo se considera que la envolvente medida presenta valores muy aproximados y el error podría ser inferior a 5 ° F. Podemos analizar que el cambio en el gas en solución tiene mínimo efecto sobre los puntos de cristalización por debajo de la línea de saturación como se muestra en la Tabla 13 y Figura 36. El gas en solución fue medido con la prueba de liberación diferencial a presiones similares a las utilizadas para la envolvente de cristalización; podemos observar que la cantidad de gas es baja.

Tabla. 13 Variación del punto de cristalización con el gas en solución (Col-25 arena B)

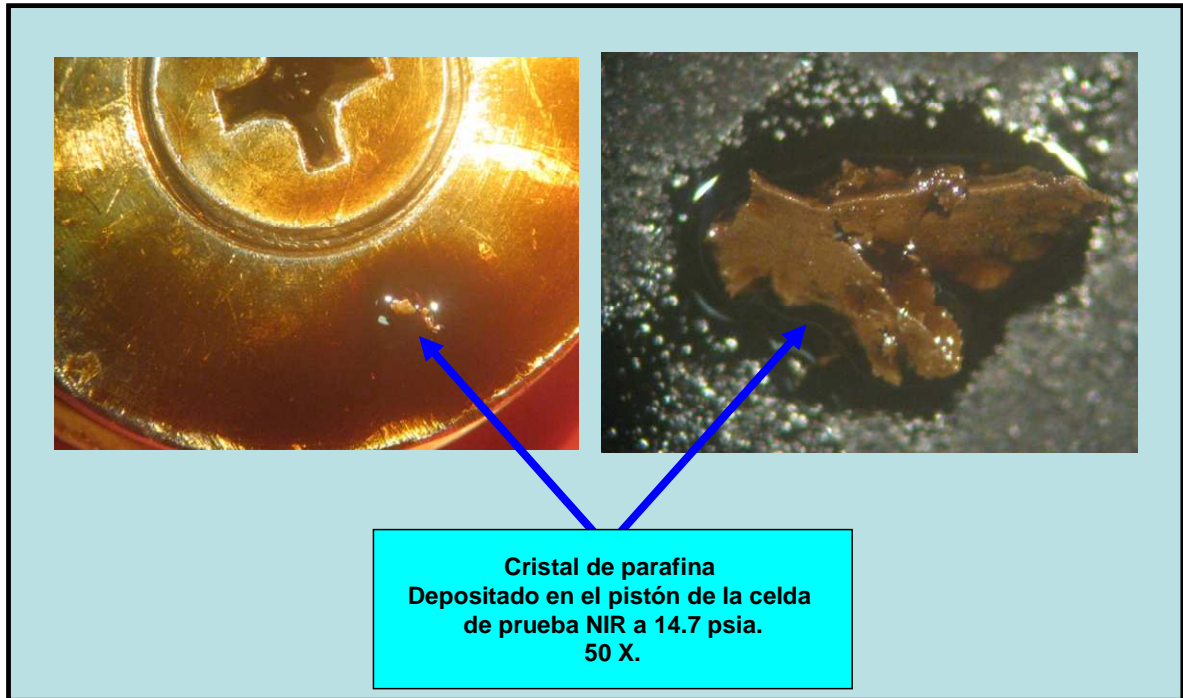
Presión (psia)	RGA en solución (Scf/Stb)	Temperatura de cristalización (°F)
805	228,61	130
700	228,61	105
529	181,69	90
369	159,36	90
79	32,58	90
29	0,00	90

Figura. 36 Comportamiento de la temperatura de cristalización con el gas en solución



En la ilustración 2. se muestra un cristal de parafinas encontrado en el pistón de la celda en que se realizó la prueba NIR en el laboratorio de de daño a la formación del ICP.

Ilustración 4 . Cristal de parafina formado en prueba NIR (fluido arena B, Col-25)

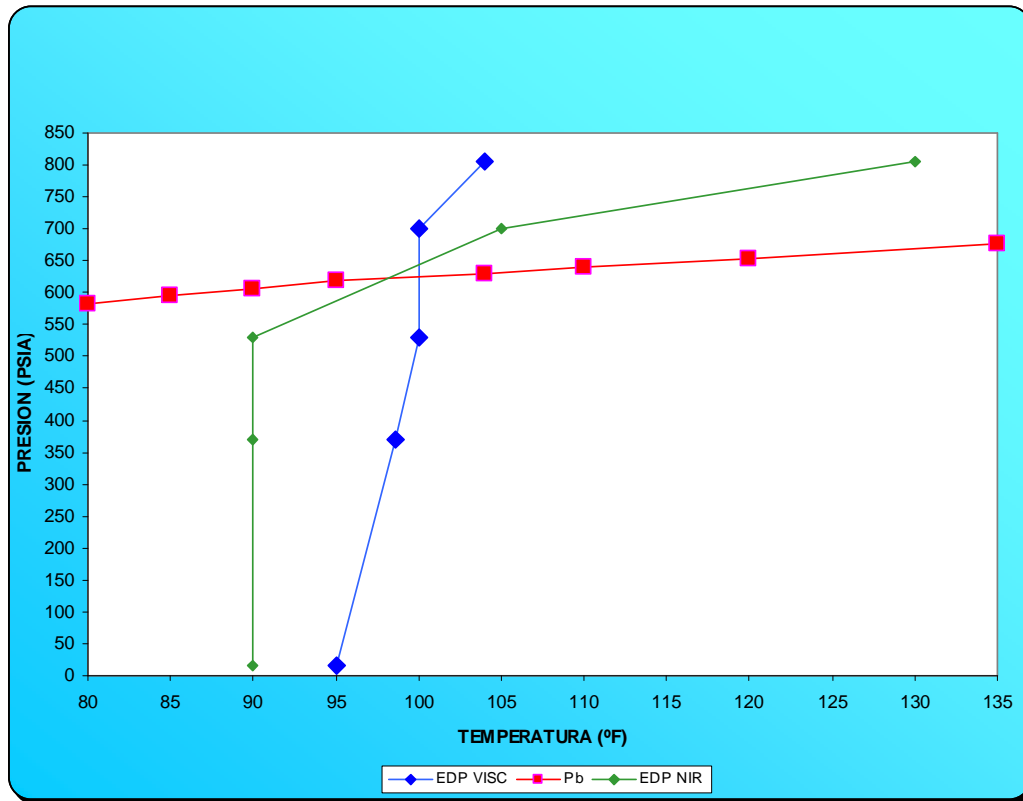


Al comparar los resultados de la envolvente de cristalización de parafinas del crudo Col-25 determinada por la técnica de viscosidad con la del método NIR (Tabla 14 y Figura 37), se encontró que presenta grandes diferencias por encima del punto de burbuja; aclarando que por el método de viscosidad se inició a temperatura de 114°F (cercanas a la temperatura de yacimiento), mientras con NIR a 150 °F. Por debajo de la curva de saturación se presenta una desviación máxima del 10 %.

Tabla. 14 Comparación EDP por técnicas NIR y Viscosidad

Presión (psia)	TC (°F) por viscosidad	TC (°F) por NIR	DIFERENCIA (%)
805	104	130	-25,0
700	100	105	-5,0
530	100	90	10,0
370	98,6	90	8,7
29	95	90	5,3

Figura. 37 Comparación de las EDP técnicas NIR y Viscosidad



3. COMPARACION DE LOS RESULTADOS EXPERIMENTALES CON LOS DE UN MODELO TERMODINAMICO EXISTENTE PARA LA PREDICCION DE PARAFINAS

3.1 ESTUDIO DE MODELOS

Las ceras son más difíciles de entender que los sólidos puros, debido a que son mezclas complejas de hidrocarburos sólidos que alcanzan el punto de solidificación cuando la temperatura se baja suficientemente. Las ceras parafínicas están compuestas de parafinas normales, isoparafinas, cicloparafinas (naftenos) y a veces están presentes los aromáticos. La precipitación de parafinas puede ocurrir en crudos pesados, crudos intermedios, livianos y de gas y condensados.

El punto de cristalización, es teóricamente la temperatura donde se forma la primera cantidad infinitesimal de parafina, sin embargo mediante métodos experimentales modernos solo se puede detectar una cantidad finita y la incertidumbre puede ser de $\pm 5^{\circ}\text{F}$, por eso se requiere acudir a los modelos para hacer una predicción más exacta.

Un modelo termodinámico para la predicción de precipitación de parafinas, es una forma sistemática de evaluar el comportamiento del equilibrio entre las fases líquida, sólida y gaseosa presentes en los hidrocarburos. La mayoría de los modelos se basan en la descripción termodinámica de cada componente presente en el equilibrio, realizada mediante la ecuación general de equilibrio sólido-líquido que involucra la composición de las fases, las propiedades térmicas y físicas de los componentes puros y tiene en cuenta la no idealidad de las fases, Prausnitz et al., (1999). Las propiedades fisicoquímicas y termodinámicas de los componentes o pseudo componentes que forman parte de los modelos son entre otras: La temperatura de fusión, la entalpía de fusión, peso molecular, coeficientes de actividad, fugacidad, Energía libre de Gibbs, composición, capacidad calorífica de fusión, volumen molar y densidad.

La mayor diferencia entre los modelos está en la descripción de la no idealidad de las fases; así para sistemas a baja presión (crudos muertos) la fase líquida se puede considerar ideal, mientras que para sistemas a presión (crudos con gas en solución) la fase líquida es generalmente descrita usando una ecuación de estado. Mientras la fase sólida es comúnmente descrita usando dos enfoques diferentes, algunos autores asumen

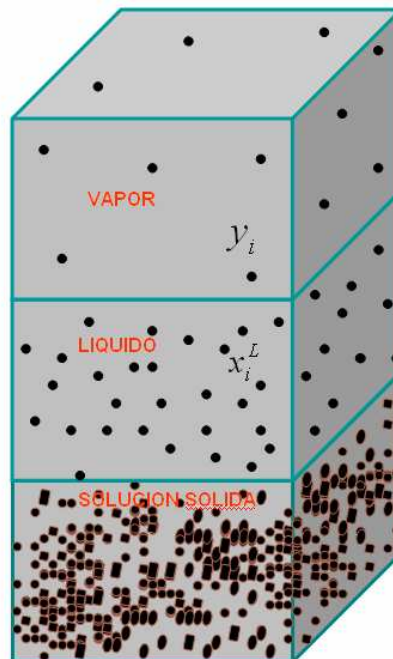
que la fase sólida es la suma de componentes puros independientes o de pseudo-componentes y otros argumentan que se forma una solución sólida ideal; muchos autores asumen el modelo de energía libre para describir la no idealidad de la fase sólida (Coutinho et al, 2003).

Con un modelo de precipitación de parafinas, se puede predecir bajo que condiciones se precipitarán las parafinas y se determinará la tasa de depositación de las mismas.

Básicamente existen dos tipos de modelos: El modelo de solución sólida (SS) y el modelo de fase multisólida (MS).

En el modelo SS (Figura 38) se asume que la precipitación es una solución sólida ideal (coeficiente de actividad es 1; no ocurre cambio en el volumen del soluto y del solvente cuando sucede la mezcla, si no que los volúmenes son aditivos) dentro de un número de distintas fases cristalinas. Las fugacidades en la fase vapor y líquido pueden obtenerse de una ecuación de estado.

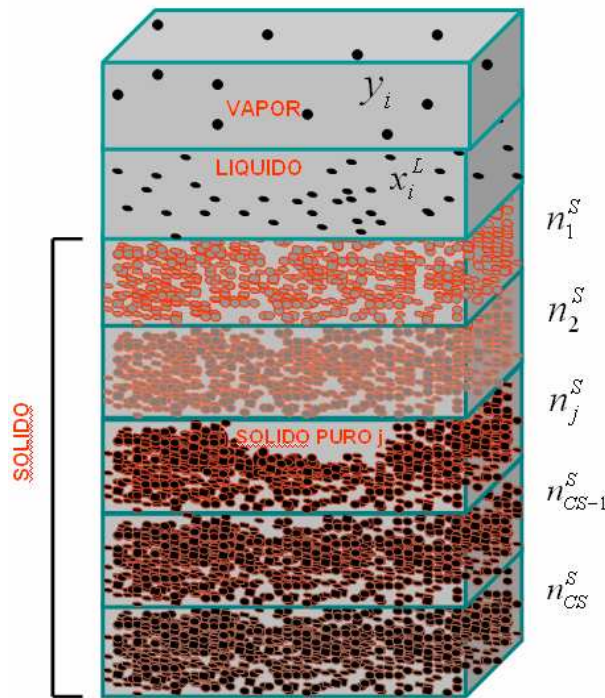
Figura. 38 Modelo de Solución sólida



Modificado de: FIROOZABADI Abbas. Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs. 1999.

En el modelo MS (Figura 39.) cada fase sólida está descrita como un componente puro que no se mezcla con otro. Se ha encontrado que cuando las mezclas binarias normales de alcanos son enfriadas, la precipitación es inestable y segrega en dos fases sólidas. Dorset (1990) describe que las fases segregadas del sólido desde alcanos normales binarios constan de componentes puros. Snyder et al. (1992, 1993, 1994), también han estudiado la cinética de segregación de mezclas binarias de normal-alcanos, observando que es muy sensible a la diferencia en la longitud de la cadena entre los componentes.

Figura. 39. Modelo de fase multisólida



Modificado de : FIROOZABADI Abbas. Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs. 1999.

En la literatura existen muchos modelos termodinámicos de interés académico y comercial de diferentes escuelas de investigación, hechos para cierto tipo de aplicaciones y a partir de consideraciones y enfoques específicos. En este estudio se han seleccionado cuatro modelos, de los cuales uno es de una Escuela Europea (el de Coutinho) y los otros tres corresponden a escuelas de investigación Americanas. Estos modelos han sido discutidos ampliamente por la comunidad académica, así como por la industria de los

hidrocarburos y han tenido aplicación práctica en la predicción de precipitación de parafinas.

3.2 ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MODELOS DE PRECIPITACION DE PARAFINAS

Comparar es examinar o analizar las características para distinguir semejanzas o diferencias entre cosas o aspectos.

El método comparativo significa que se estudian ejemplares que pertenecen al mismo grupo pero que difieren en algunos aspectos. Estas diferencias llegan a ser el foco de la revisión. La meta es descubrir porqué los casos son diferentes: para revelar la estructura subyacente general que permite y genera tal variación.

El ejercicio de comparar nos permite observar fortalezas, debilidades o complementos entre los modelos, para seleccionar el que cumpla las mejores condiciones para su aplicación.

Para visualizar y analizar mejor se puede establecer una tabla de comparación en la que se consignan criterios expresados como variables numéricas y otras como descripciones verbales cualitativas. En la fase final se requiere traducir todas estas descripciones a un formato en donde se puedan evaluar para indicar el modelo óptimo.

En las tablas 15, 16, 17 y 18 se muestran de manera detallada las características de los cuatro modelos mencionados para la predicción de precipitación de parafinas; en la tabla 19 se ilustra la escala descriptiva de evaluación y en las Tablas 20 y 21 se presenta la comparación en forma cualitativa y cuantitativa de los modelos. Con esta comparación se pretende resaltar las semejanzas, diferencias, aplicaciones, debilidades y fortalezas entre ellos, con el fin de seleccionar el modelo que represente las mejores condiciones para la predicción de precipitación de parafinas del Campo Colorado.

Tabla. 15 modelo DE CONOCO INC	
ORIGEN DEL MODELO	ERICSON D.D ; NIESEN V. G and BROWN T.S. 1993. Estados Unidos.
ANTECEDENTES	Tradicionalmente para determinar el punto de cristalización de parafinas se utilizaron técnicas experimentales pero con resultados no muy confiables, con lo cual era difícil identificar el potencial de precipitación. Este modelo es una modificación del modelo de WON (1986), quien planteó un modelo para predecir el equilibrio vapor-líquido-sólido en mezclas de hidrocarburos parafínicos; asumió que todos los componentes con el mismo número de carbonos tenían la misma temperatura de fusión.
CAUSAS QUE LO ORIGINARON	No se contaba con un modelo que representara con exactitud la formación y precipitación de parafinas, las tasas de depositación y la localización del problema que se presentaba en el oleoducto de Conoco en el golfo de México.
OBJETIVO	Desarrollar un modelo que proporciona un excelente método de predicción del punto de cristalización de parafinas y el comportamiento de las fases sólido-líquido y vapor exclusivamente mediante análisis composicional.
PRINCIPIOS Y GENERALIZACIONES	* Equilibrio de fases sólido-líquido * Conservación de la materia

ESTRUCTURA DEL MODELO

Suposiciones:

- ❖ Se presenta una solución sólida
- ❖ Las propiedades de temperatura y entalpía de fusión para un mismo número de carbonos es diferente para parafinas normales y otros componentes no normales (isoparafinas, aromáticos y nafténicos).
- ❖ Los coeficientes de actividad (fuerzas de atracción entre el solvente y las moléculas de cera) son despreciables comparados con el efecto de la temperatura y la entalpía de fusión.
- ❖ El punto de cristalización es determinado por el número de carbón mayor de las parafinas normales, teniendo en cuenta que la solubilidad de las parafinas decrece exponencialmente con el número de carbonos presentes.

Relaciones matemáticas: Constante de equilibrio líquido-sólido (modelo propuesto por WON)

$$K_i = \frac{S_i}{X_i} = \frac{\gamma_i^L}{\gamma_i^S} \exp \left[\frac{\Delta H_i^f}{RT} \left(1 - \frac{T}{T_i^f} \right) \right]$$

Donde:

X_i : Concentración molar del componente i en la fase líquida.
sólida

S_i : Concentración molar del componente i en la fase

γ_i^L : Coeficiente de actividad del componente i en la fase líquida
fase sólida

γ_i^S : Coeficiente de actividad del componente i en la

ΔH_i^f : Calor de fusión del componente puro i (Cal/mol)

R : Constante de los gases (J/Kmol.°K)

T : Temperatura de cristalización (°K)
componente i (°K)

T_i^f : Temperatura de fusión/solidificación del

Entalpía de fusión : $\Delta H_i^f = 1.14 * 0.1426 * M_i * T_i^f$

donde M_i es el peso molecular de componente i (Kg/Kmol)

Temperatura de fusión/solidificación de parafinas normales : $T_i^f = 374.5 + 0.02617 * M_i - \frac{20172}{M_i}$

La temperatura de fusión de no-parafinas normales (isoparafinas, aromáticos y nafténicos) se determina por:

$$T_{i,no-normal}^f = T_{i,normal}^f - \left(90 - \frac{80 * C_i}{100 + C_i}\right) ; \quad C_i : \text{número de carbonos del componente } i.$$

	Variables independientes	Variables dependientes
COMPONENTES	<ul style="list-style-type: none"> - Peso molecular - Entalpía de fusión - Concentración de las fases sólida y líquida. - Temperatura de fusión Coeficientes de actividad de los componentes de las fases sólida y líquida.	- Temperatura de cristalización (T)
UTILIDAD	Determinar el punto de cristalización de las parafinas.	
POSIBLES USOS	Hacer estimaciones en Ingeniería de las tasas de precipitación, de la cantidad y localización de deposición de parafinas.	
CONTEXTO	Este trabajo fue desarrollado por Ingenieros de la empresa Conoco Inc. en Estados Unidos buscando solución al problema deposición de parafinas en el Golfo de México.	
IMPORTANCIA	Modelar el fenómeno de precipitación de parafinas teniendo en cuenta las características de los componentes (normales y no normales) de las parafinas, lo cual puede predecir con mayor exactitud el fenómeno de precipitación.	

Tabla. 16 modelo DE SADEGHZAD Y COLABORADORES	
ORIGEN DEL MODELO	<i>SADEGHZAD, Ayoub; CHRISTIANSEN, Richard and et al. Año 2000. Estados Unidos e Irán. Presentado en SPE Asia Pacific Oil and Gas conferencia. Australia</i>
ANTECEDENTES	Las investigaciones que se han realizado concluyen que el único factor que influye en la precipitación parafinas es la temperatura de la solución (temperatura de operación) y su disminución con el tiempo. Sin embargo estudios experimentales mostraron que hay otros factores inherentes a la naturaleza de la solución que también tienen influencia.
CAUSAS QUE LO ORIGINARON	Los modelos que se han desarrollado con anterioridad (al año 2000) se han basado en el equilibrio termodinámico de fases, los cuales requieren de grandes tiempos de cómputo; además estos modelos han realizado ajustes en los parámetros de fugacidad y coeficientes de fugacidad para hacer las predicciones. Por otra parte, no han tenido en cuenta factores que tienen gran incidencia sobre la precipitación de parafinas.
OBJETIVO	Desarrollar una correlación analítica simple que permita obtener resultados en menor tiempo, precisos y de mayor exactitud que otros modelos.
SENTIDO	Predecir la precipitación de parafinas teniendo en cuenta diversos factores que puedan influir y obtener resultados más ajustados a los reales en menor tiempo de cómputo.
PRINCIPIOS Y GENERALIZACIONES	Teoría de la solución para la mezcla binaria sólida y líquida.
ESTRUCTURA DEL MODELO	
Suposiciones: <ul style="list-style-type: none"> ❖ Se presenta una solución (solvente-soluto) ❖ La fracción en peso del soluto (parafina) y su peso molecular están directamente relacionados con el punto de cristalización. ❖ El peso molecular aparente de la solución tiene una relación indirecta con el punto de cristalización. ❖ A mayor cantidad de solvente (componentes del crudo que no precipitan) presente en la solución, el punto de cristalización disminuye. ❖ La temperatura de cristalización de las parafinas depende de la temperatura de fusión del soluto. 	

Relaciones matemáticas:

Correlación a partir de datos experimentales :

$$T_c = T_m \left[A_1 \left(X - \frac{MW_s}{MW_{sap}} \right)^{1/3} + A_2 \left(X - \frac{MW_s}{MW_{sap}} \right)^{1/2} + A_3 \left(X - \frac{MW_s}{MW_{sap}} \right) + 1 \right]$$

T_c : Temperatura del punto de cristalización de la solución (°F)

T_m : Temperatura del punto de fusión del soluto (°F)

X : Fracción en peso del soluto

MW_s : Peso molecular del soluto, lb/lb-mol

MW_{sap} : Peso molecular aparente de la solución, lb/lb-mol . El peso molecular del soluto, el peso molecular aparente de la solución, la temperatura del punto de nube del soluto y la fracción en peso del soluto fueron obtenidas aplicando la regla de mezclas de Kay. A_1 , A_2 y A_3 son constantes que dependen del peso molecular del soluto (adimensional):

$$A_1 = 9.3397023 - 4.7564109 \times 10^{-2} MW_D + 5.6230875 \times 10^{-5} MW_D^2$$

$$A_2 = 15.907254 - 8.2817718 \times 10^{-2} MW_D + 1.0057189 \times 10^{-4} MW_D^2$$

$$A_3 = 8.6299664 - 4.4745951 \times 10^{-2} MW_D + 5.5663438 \times 10^{-5} MW_D^2$$

Temperatura de fusión :

- Para crudos aromáticos:

$$T_m (^{\circ}K) = 333.5 - 419 \times \text{EXP}(-0.0095 MW_i)$$

-Para crudos nafténicos:

$$T_m (^{\circ}K) = 370.0 - 0.049 MW_i - \frac{18605}{MW_i}$$

-Para crudos parafínicos:

$$T_m (^{\circ}K) = 402.4 - 0.01896 MW_i - \frac{27109}{MW_i}$$

-Para crudos parafínicos livianos o condensados:

$$T_m (^{\circ}K) = 366.225 - 0.049 MW_i - \frac{18603.615}{MW_i}$$

	Variables independientes	Variables dependientes
COMPONENTES	<ul style="list-style-type: none"> - Peso molecular del soluto. - Peso molecular de la solución. - Porcentaje en peso del soluto. - Temperatura de fusión. 	- Temperatura de cristalización (Tc)
UTILIDAD	Determinar el punto de cristalización de las parafinas mediante una correlación fácil de alimentar y de analizar.	
POSIBLES USOS	Conocer si bajo las condiciones de operación para la producción de hidrocarburos de un determinado yacimiento se puede presentar la precipitación de parafinas y evaluar los factores que más inciden en este fenómeno.	
CONTEXTO	Este trabajo fue desarrollado por investigadores de varios institutos y universidades tales como: Research Institute of Petroleum Industry, Colorado School of mines y Chemical eng. Dep, University of Tehran. Trabajaron con crudos del mar del norte del tipo parafínico liviano y condensado , nafténicos pesados y aromáticos.	

Tabla. 17. Modelo de NICHITA Y COLABORADORES

ORIGEN DEL MODELO	Dan Vladimir Nichita, Lamia Gomal Y Abbas Firoozabadi. Estados Unidos 1999. SPE Annual Technical Conference y Exhibition, Houston
ANTECEDENTES	Se requiere evaluar la precipitación de parafinas en gas condensado y el efecto que pueda tener la presión.
CAUSAS QUE LO ORIGINARON	Se ha evaluado la precipitación de parafinas de crudos muertos, pero muy poco se ha investigado sobre crudos vivos y gas condensado. La cantidad de parafina precipitada y el punto de cristalización calculado con el modelo de solución sólida (SS) son sobreestimados comparados con los resultados experimentales.
OBJETIVO	Desarrollar un modelo para evaluar el efecto de la presión sobre la precipitación de parafinas de crudos, gas y condensado y mezclas sintéticas de hidrocarburos.
SENTIDO	Predecir la precipitación de parafinas de diversos hidrocarburos líquidos o gases que son sometidos a presión. No hay una precipitación única de sólidos, si no que se precipita en múltiples fases sólidas de componentes puros.
PRINCIPIOS Y GENERALIZACIONES	- Formación de fases multisólidas (modelo multisólido – MS) - Ecuación de estado de Peng Robinson.
ESTRUCTURA DEL MODELO	
<p>Suposiciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> ❖ Se presenta precipitación de múltiples fases sólidas en componentes puros. ❖ El efecto de la presión en la precipitación de parafinas desde hidrocarburos líquidos aumenta la temperatura de cristalización de parafinas, pero en gas y condensado puede ocurrir el efecto opuesto. ❖ La fase sólida es incompresible. ❖ El volumen molar de la fase líquida es evaluada a presión promedio. ❖ Se desprecian las capacidades caloríficas de las transiciones de estado sólido. <p>Relaciones matemáticas:</p> <p>- la fugacidad de un componente puro sólido f_{Si}^o se relaciona con la fugacidad de líquido subenfriado f_{Li}^o (bar) , y con diversas fases de transición del estado sólido.</p> $\ln \left(\frac{f_{Si}^o}{f_{Li}^o} \right) = \frac{\Delta H_i^f}{RT} \left(1 - \frac{T}{T_i^f} \right) + \sum_{j=1}^{ns} \frac{\Delta H_{ij}^{tr}}{RT} \left(1 - \frac{T}{T_{ij}^{tr}} \right) + \frac{\Delta c_{pi}}{R} \left[1 - \frac{T}{T_i^f} - \ln \left(\frac{T}{T_i^f} \right) \right]$ $+ \sum_{j=1}^{ns} \frac{\Delta c_{pij}}{R} \left[1 - \frac{T}{T_{ij}^{tr}} - \ln \left(\frac{T}{T_{ij}^{tr}} \right) \right] + \int_{p_i^f}^p \Delta v_i dp$ <p>o: Estado estándar. ΔH_i^f: Entalpía de fusión (diferencia de entalpía entre primera fase sólida y la fase líquida). Cal/Mol.</p> <p>R : Constante de los gases en J/Kmol^oK ΔH_{ij}^{tr}: Entalpía de fusión de la transición del estado sólido j. Cal/Mol.</p> <p>Δc_{pi}: Capacidad calorífica de fusión. Cal/Kmol T_i^f: Temperatura del punto de fusión. ^oK</p> <p>T_{ij}^{tr}: Temperatura de transición del estado sólido. ^oK v_i: Volumen molar. m³/Kmol</p> <p>$\Delta v_i = v_i^L - v_{ins}^S$ v_{ins}^S: Volumen molar final del estado sólido</p>	

Término de corrección por volumen molar de Poynting: $\int_{P_i^f}^P \Delta v_i dp \approx \Delta v_i (P - P_i^f)$. Se asume que la fase sólida es incompresible y el volumen molar de la fase líquida se calcula a la presión promedio entre P y P_i^f (bar).

El término $\sum_{j=1}^{ns} \frac{\Delta H_{ij}^{tr}}{RT} \left(1 - \frac{T}{T_{ij}^{tr}}\right)$ se puede aproximar a: $\frac{\sum_{j=1}^{ns} \Delta H_{ij}^{tr}}{RT} \left(1 - \frac{T}{T_{i1}^{tr}}\right)$

Si se desprecia la capacidad calorífica del estado sólido de transición, entonces: $\sum_{j=1}^{ns} \frac{\Delta c_{pi}}{R} \left[1 - \frac{T}{T_{ij}^{tr}} - \ln\left(\frac{T}{T_{ij}^{tr}}\right)\right] = 0$

La temperatura del punto de fusión de los alcanos normales es estimada de la correlación de Won.

$$T_i^f = 374.5 + 0.0261M_i - \frac{2.0172 \times 10^4}{M_i}$$

El peso molecular del componente M_i está dado en Kg/Kmol.

Para la temperatura (°K) del primer estado de transición sólido Proponen la siguiente correlación:

$$T_{i1}^{tr} = 366.39775 + 0.03609M_i - \frac{2.08796 \times 10^4}{M_i}$$

Para determinar la temperatura del punto de fusión las isoparafinas, naftenos y aromáticos se utiliza la correlación de Lira-Galeana et al (AIChE Journal 42 (1996) No. 1, 239.)

Para hallar la entalpía promedio de fusión de los alcanos normales Won proporciona la correlación que asume que la entalpía total (fusión más transición):

$$\Delta H_i^f = \Delta H_i^{tr} + \frac{\Delta H_i^{tr}}{2}$$

$$\Delta H_i^f = 0.1186M_i T_i^f \quad \text{y} \quad \Delta H_i^{tr} = 0.0577M_i T_{i1}^{tr} \quad \text{Para } M_i > 282 \text{ Kg/Kmol:}$$

$$\Delta H_i^f = 0.1777M_i T_{i1}^{tr} \quad \text{Para } M_i < 282 \text{ Kg/Kmol:}$$

Para determinar la entalpías de fusión las isoparafinas, naftenos y aromáticos se utiliza la correlación del Lira-Galeana et al y Pan et al.

Corrección de Poynting: El volumen molar de la fase líquida para hidrocarburos pesados es subestimado cuando son usadas las constantes (a y b) de la EOS PR.

$$v_i^L = \frac{RT_{ci}}{P_{ci}} Z_{RAi} \left[1 + (1 - T_{ri})^{2.7}\right] \quad \text{la correlación de Rackett y modificada por Spencer y Danner Para alcanos normales}$$

Z_{RA} : Factor de compresibilidad de Rackett. Da buenos resultados hasta C₂₉.

Esta compresibilidad se correlaciona con el volumen crítico mediante la correlación propuesta por Rogalski y Neau.

$$Z_{RAi} = 0.309816 - Z_b V_{ci}^{1/3} \quad \text{donde} \quad \begin{aligned} Z_b &= 0.0632518 \text{ para alcanos normales} \\ Z_b &= 0.00605966 \text{ para nafténicos} \\ Z_b &= 0.00658328 \text{ para aromáticos} \end{aligned}$$

La densidad del sólido (Kg/m³)se determina por:
$$\rho_i^s = 836.93317 + 0.01446M_i - \frac{1.56856 \times 10^4}{M_i}$$

Para la mezcla binaria de metano con alcanos normales superiores a C₂₀ el coeficiente de interacción binaria se determina con la siguiente correlación. Un incremento en el coeficiente causa la disminución de la solubilidad.

$$k_{ij} = 0.000141M_j + 0.040017$$

Para hidrocarburos alcanos más ligeros a C₂₀ se utiliza la correlación de Pan et al (SPE Production & facilities (nov. 1997), 250)

Efecto de la presión sobre el punto de cristalización de las parafinas

El efecto de la presión sobre el punto de cristalización está relacionado con la solubilidad del primer componente que precipita en el fluido, el cual se espera sea la parafina normal más pesada presente en la mezcla. Entonces a temperatura constante si la cantidad de sólido disminuye (se incrementa la solubilidad) con el incremento en la presión, el punto de cristalización también disminuirá con la presión.

La solubilidad de un componente soluto en la fase del gas está dada por:
$$y_i = \frac{\phi_i^{sat} p_i^{sat}}{\phi_i^G} \exp \left[\frac{v_i^s (p - p_i^{sat})}{RT} \right]$$

sat : Saturación

ϕ_i^G : Coeficiente de fugacidad del componente i en la mezcla de gas.

	Variables independientes	Variables dependientes
COMPONENTES	<ul style="list-style-type: none"> - Presión - Coeficiente de fugacidad del líquido subenfriado. - Coeficiente de fugacidad de los componentes puros de la fase sólida - Entalpía de fusión y entalpía de transición. - Temperatura de fusión - Temperatura de transición sólido – sólido. - Volumen molar 	-Temperatura de cristalización (T)
UTILIDAD	Determinar el punto de cristalización de las parafinas de crudos vivos, de gas y condensado y de fluidos sintéticos.	
POSIBLES USOS	Predecir la precipitación de parafinas durante la producción de petróleo teniendo en cuenta el efecto de la presión. Se puede utilizar para predecir la cristalización de parafinas de productos derivados de los hidrocarburos.	
CONTEXTO	Este trabajo fue desarrollado por investigadores miembros de la SPE y del Imperial College. Presentado en la Conferencia Anual de la SPE (Oct de 1999) en Houston, Texas.	
IMPORTANCIA	Se puede predecir la precipitación de parafinas del crudo y sus derivados y para crudos vivos y gas y condensado. Es de gran utilidad para el diseño y operación de líneas de flujo.	

Tabla. 18. Modelo de COUTINHO Y COLABORADORES	
ORIGEN DEL MODELO	Joao A. P. Coutinho ,Jean-Marc Sansot, Jérôme Pauly, and Jean-Luc Daridon 2005. Publicado en American Institute of Chemical Engineers.
ANTECEDENTES	Los modelos anteriores para la predicción de precipitación de parafinas solo han tenido en cuenta las fases sólida y líquida y han despreciado la fase de gas que también está presente en los crudos vivos.
CAUSAS QUE LO ORIGINARON	Muchas investigaciones experimentales y con simulación han sido desarrolladas para predecir la precipitación de parafinas a presión atmosférica de crudos muertos; sin embargo no se puede despreciar el efecto de la presión que tienen los gases en los crudos vivos, que pueden disminuir el punto de cristalización hasta en 15 °K entre la presión atmosférica y las condiciones de saturación.
OBJETIVO	Desarrollar un modelo sencillo que haga predicciones que se ajusten a las condiciones reales, fácil de usar y accesible a los usuarios de la industria de hidrocarburos.
SENTIDO	Predecir la precipitación de parafinas en la que se represente la incidencia del gas en solución del crudo y su comportamiento con la presión. Suponen que habrá una disminución en el punto de cristalización para un crudo con gas desde la presión atmosférica hasta la presión de saturación.
PRINCIPIOS Y GENERALIZACIONES	<ul style="list-style-type: none"> - Equilibrio de la solución sólido - fluido (gas y líquido). - Ecuación de estado de Peng Robinson.
ESTRUCTURA DEL MODELO	
<p>Suposiciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> ❖ Se presenta una solución sólida ortorrómbica (fluido-soluto) ❖ Los hidrocarburos livianos son los menores de 11 carbonos y se incluyen dióxido de carbono y nitrógeno; la fracción pesada : C₁₁₊ ❖ La forma y tamaño de los n-alcenos de la fracción de parafinas normales en C₁₁₊ es lo que más afecta al punto de cristalización. ❖ Todos los componentes no parafínico normales (iso parafinas, aromáticos y nafténicos) se agrupan en un solo pseudo componente, el cual es seleccionado para que coincida con el peso molecular promedio del fluido. ❖ La cera precipitada durante la cristalización del crudo se forma de una o varias soluciones sólidas, dependiendo de la diferencia entre la temperatura del sistema y la temperatura de fusión de la parafina. Pero este modelo supone una sola fase sólida con una composición promedio de esas fases. ❖ La presión sobre el gas dentro del crudo hasta la saturación, puede tener gran influencia sobre el punto de cristalización causando una disminución comparado con el punto de cristalización del crudo muerto. <p>Relaciones matemáticas:</p> <p>-Variación de la fugacidad de la parafina con la presión a temperatura constante:</p> $\ln f_i^w(P) = \ln f_i^w(P_o) + \frac{1}{RT} \int_{P_o}^P \bar{V}_i^w dP$ <p>f_i^w : Coeficiente de fugacidad de la parafina i en la cera parcial \bar{V}_i^w : Volumen molar</p> <p>- La fugacidad de la parafina i a presión atmosférica puede ser evaluada como:</p> $f_i^w(P_o) = X_i^w \gamma_i^w f_i^{S_o}$ <p>X_i^w : Composición promedio de la actual fase sólida de la parafina i γ_i^w : coeficiente de actividad</p> <p>$f_i^{S_o}$: Fugacidad del sólido puro a la misma temperatura y presión atmosférica La presión está dada en MPa.</p> <p>- Cambio en la energía de Gibbs :</p>	

$$\ln \frac{f_i^{S_o}}{f_i^{L_o}} = -\frac{\Delta G^{SLo}}{RT} = -\frac{\Delta H^{SLo}}{RT} \left(1 - \frac{T}{T^{SLo}}\right) - \frac{\Delta H^{tro}}{RT} \left(1 - \frac{T}{T^{tro}}\right)$$

$f_i^{L_o}$: Fugacidad del líquido puro subenfriado a T dada y P atmosférica.

T^{SLo} : Temperatura de fusión

Ⓚ

ΔH^{SLo} : Entalpía de fusión Kcal/KMol sólido-sólido. Ⓚ

T^{tro} : Temperatura de transición

ΔH^{tro} : Entalpía de transición . Kcal/KMol

- El coeficiente de actividad a presión atmosférica γ_i^w , representa la desviación del comportamiento ideal y es calculado con la correlación de Wilson:

$$\ln \gamma_i = 1 - \ln \sum_j x_j \Lambda_{ij} - \sum_k \frac{x_k \Lambda_{ki}}{\sum_j x_j \Lambda_{kj}} \quad \text{Con: } \Lambda_{ij} = \exp \left[-\frac{\lambda_{ji} - \lambda_{ij}}{RT} \right]$$

El parámetro de interacción entre dos moléculas idénticas λ_{ii} es estimado como:

$$\lambda_{ii} = -\frac{2}{Z} (\Delta H^{svo} - RT) \quad \text{donde} \quad \Delta H^{svo} : \text{Entalpía de sublimación. Kcal/KMol}$$

La interacción entre moléculas diferentes se determina: $\lambda_{ij} = \lambda_{ii} (1 - \xi_{ij})$

ξ_{ij} : parámetro de ajuste promedio para aproximar el modelo al comportamiento experimental a la presión atmosférica

$$\lambda_{ij} = \lambda_{ii} (1 - \xi)$$

Para evaluar el volumen molar parcial \bar{V}_i^w . Esta cantidad puede ser proporcional al volumen molar líquido para componentes puros.

$$\bar{V}_i^S = V_i^{S_o} = \beta V_i^{L_o}$$

β : Coeficiente de proporcionalidad. Es 0.86 para componentes puros y 0.90 para mezclas.

$$\text{Se tiene que: } \frac{1}{RT} \int_{P_o}^P \bar{V}_i^w dP = \frac{\beta}{RT} \int_{P_o}^P V_i^{L_o} dP = \beta \ln \frac{f_i^{L_o}(P)}{f_i^{L_o}(P_o)}$$

-La fugacidad del sólido en la fase sólida a presión se expresa como:

$$f_i^w(P) = X_i^w \gamma_i^w [f_i^{L_o}(P_o)]^{1-\beta} [f_i^{L_o}(P)]^\beta * \exp \left[-\frac{\Delta H^{SLo}}{RT} \left(1 - \frac{T}{T^{SLo}}\right) - \frac{\Delta H^{tro}}{RT} \left(1 - \frac{T}{T^{tro}}\right) \right]$$

El mayor valor de esta expresión es separar la no idealidad y la influencia de la presión sobre la fugacidad de las parafinas pesadas en la parte cerosa. La evaluación de esta propiedad requiere solamente las propiedades termo físicas: (T^{SLo} , ΔH^{SLo} , T^{tro} , ΔH^{tro} , ΔH^{svo} , β), del coeficiente de fugacidad a presión atmosférica, la influencia de la presión ha sido estimada de EOS usada para la fase líquida.

El parámetro ξ se determina como:

$$\xi = a(N_b - 1)$$

Donde
 $a = 3.537 \times 10^{-3}$

N_b = Número de compuestos parafínicos en la fracción C_{11+} que típicamente pueden estar en el rango entre 20 y 50.

Para determinar las propiedades de la parafina de la fracción pesada de la mezcla con un número N de 42 carbonos o más está dada por:

$$T^{SLo} = 421.63 - 1936112.63 \exp(-7.8945(N - 1)^{0.07194})$$

$$\Delta H^{SLo} = 1000(3.7991N - 12.654)$$

$$\Delta G^{SLo} = \Delta H^{SLo} \left(\frac{T^{SLo}}{T} - 1 \right); \text{ la temperatura es absoluta}$$

Las propiedades de transición se calculan:

$$T^{tro} = 420.42 - 134784.42 \exp(-4.344(N + 6.592)^{0.14627})$$

$$\Delta H^{tro} = 1000(0.00355N^3 - 0.2376N^2 + 7.4N - 34.814)$$

$$\Delta G = \Delta H^{SLo} \left(\frac{T^{SLo}}{T} - 1 \right) + \Delta H^{tro} \left(\frac{T^{tro}}{T} - 1 \right)$$

	Variables independientes	Variables dependientes
COMPONENTES	<ul style="list-style-type: none"> - Presión - Coeficiente de fugacidad de la fase líquida - Coeficiente de actividad de la fase sólida - Composición promedio de la fase sólida - Entalpía de fusión - Temperatura de fusión - Entalpía y temperatura de transición solidó – sólido. 	- Temperatura de cristalización (T)
UTILIDAD	Determinar el punto de cristalización de las parafinas de crudos vivos teniendo en cuenta el efecto de la presión.	
POSIBLES USOS	Predecir la precipitación de parafinas durante la producción y transporte de petróleo y sus derivados teniendo en cuenta el efecto de la presión.	
CONTEXTO	Este trabajo fue desarrollado por investigadores del laboratorio de fluidos complejos de la Universidad de Pau (Francia) y del Departamento de Química de la Universidad de Aveiro (Portugal).	
IMPORTANCIA	Se puede predecir la precipitación de parafinas del crudo vivo partiendo de la composición del fluido del aceite de tanque (crudo muerto)	

Tabla. 19. Escala Descriptiva				
Evaluación	(MB) Muy Bueno	(B) Bueno	(R) Regular	(D) Deficiente
Descripción	Cumple totalmente la característica, aportando para que los resultados del modelo sean muy similares a los obtenidos experimentalmente.	Cumple la característica, aporta para que los resultados del modelo se aproximen a los obtenidos experimentalmente.	Cumple parcialmente la característica; medianamente contribuye para que los resultados del modelo sean similares a los obtenidos experimentalmente.	Cumple deficientemente la característica; con lo cual los resultados del modelo se desvían de los obtenidos experimentalmente.
Puntuación	100-91	90-71	70-51	50-0

Tabla. 20. Comparación Cualitativa de modelos de precipitación de parafinas

CARACTERISTICAS	MODELOS			
	CONOCO INC.	SADEGHAZAD Y COLABORADORES	NICHITA Y COLABORADORES	COUTINHO Y COLABORADORES
1. Determinación de la precipitación de parafinas a baja presión.	MB	MB	MB	MB
2. Determinación del punto de cristalización de parafinas a alta presión (gas en solución)	D	D	MB	MB
3. Exactitud de los resultados comparados con los experimentales (efectividad)	R	B	B	B
4. Aplicado especialmente para crudos y menos para fluidos sintéticos y productos de refinación.	B	B	B	R
5. Tiene en cuenta el volumen molar de las fases	D	D	MB	MB
6. Eficacia (logro del objetivo de hacer una buena determinación del punto de cristalización y predicción de precipitación)	B	B	MB	MB
7. Eficiencia (tiempo de simulación, obtención de datos)	B	B	B	B
8. Cantidad de datos de entrada que se requieren para el modelado	B	B	R	B
9. Basados en datos de experimentales	B	MB	B	R
10. Supone que precipitan sólo los componentes pesados	MB	MB	MB	D
11. Suponen que las normales, iso y ciclo parafinas tienen incidencia sobre el punto de cristalización.	MB	MB	MB	D

Tabla. 21 Comparación Cuantitativa de modelos de precipitación de parafinas

CARACTERISTICAS	MODELOS			
	CONOCO INC.	SADEGHAZAD Y COLABORADORES	NICHITA Y COLABORADORES	COUTINHO Y COLABORADORES
1. Determinación de la precipitación de parafinas a baja presión.	100	100	100	100
2. Determinación del punto de cristalización de parafinas a alta presión (gas en solución)	0	0	95	95
3. Exactitud de los resultados comparados con los experimentales (efectividad)	70	85	85	85
4. Aplicado especialmente para crudos y menos para fluidos sintéticos y productos de refinación.	75	75	91	70
5. Tiene en cuenta el volumen molar de las fases	0	0	100	100
6. Eficacia (logro del objetivo de hacer una buena determinación del punto de cristalización y predicción de precipitación)	85	85	95	95
7. Eficiencia (tiempo de simulación, obtención de datos)	80	80	80	80
8. Cantidad de datos de entrada que se requieren para el modelado	90	90	60	90
9. Basados en datos de experimentales	80	95	80	70
10. Supone que precipitan sólo los componentes pesados	95	95	95	40
11. Suponen que las normales, iso y ciclo parafinas tienen incidencia sobre el punto de cristalización.	100	100	100	50
	775	805	981	875

HALLAZGOS

- Todos los modelos evaluados sirven para determinar la precipitación de parafinas de hidrocarburos a bajas presiones, es decir para crudo muerto y para otros productos líquidos derivados del petróleo. Solo se pueden aplicar a crudo vivo (con gas en solución) y a altas presiones los modelos de Nichita y colaboradores y el de Coutinho y colaboradores.
- El modelo de Nichita se aplica preferencialmente y con buenos resultados para la predicción de precipitación de parafinas en crudos, mientras que los demás modelos, en especial el de Coutinho se enfoca en fluidos sintéticos y productos de refinación.
- El modelo de Sadeghazad y colaboradores ha sido validado solo con datos experimentales propios; los demás se basan también en datos de la literatura.
- El modelo que más requiere datos de entrada es el de Nichita, sin embargo se basa en propiedades termodinámicas de los componentes hidrocarburos puros que se encuentran bien caracterizados y definidos.
- El modelo de Nichita supone que solo precipitan hidrocarburos pesados, mientras el de Coutinho supone que también precipitan los livianos.
- Los modelos tienen en cuenta en la determinación del punto de cristalización las propiedades de las ceras normales parafinas, las isoparafinas y las cicloparafinas, excepto el modelo de Coutinho que se enfoca solamente en las normal parafinas.

El modelo que más se ajusta para comparar con la envolvente de precipitación de parafinas obtenida experimentalmente y que servirá para la predicción bajo las condiciones de producción del Campo Colorado es el de Nichita y colaboradores, porque es un modelo multisólidos que se aplica para crudos vivos a presión, supone propiedades de las parafinas más ajustadas a la realidad y con buenos resultados.

3.3 COMPARACIÓN DE RESULTADOS EXPERIMENTALES CON LOS MODELOS

Para comparar con los resultados experimentales, a partir de la composición del fluido de yacimiento de arenas B Colorado se corrió el siguiente software:

- **WAX Calculator** versión 1: Es un modelo tipo multisólido, el cual fue desarrollado entre el grupo de investigación GMPH de la UIS y el Instituto Colombiano del petróleo dentro del proyecto *“HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL MODELAMIENTO DE LA PRECIPITACIÓN DE SÓLIDOS PARAFÍNICOS EN FLUIDOS HIDROCARBUROS A ALTA PRESIÓN. Hernández B. Sandra Yaneth, Cañas M. Wilson, Santos S. Nicolás, 2004”*.
- **WinProp** versión 2007.10: Es un simulador que hace parte del software CMG.
- **Software Corporativo ECOPETROL**: Es un software desarrollo de ECOPETROL (derechos reservados); cortesía para determinar los puntos de cristalización de las arenas B campo Colorado.

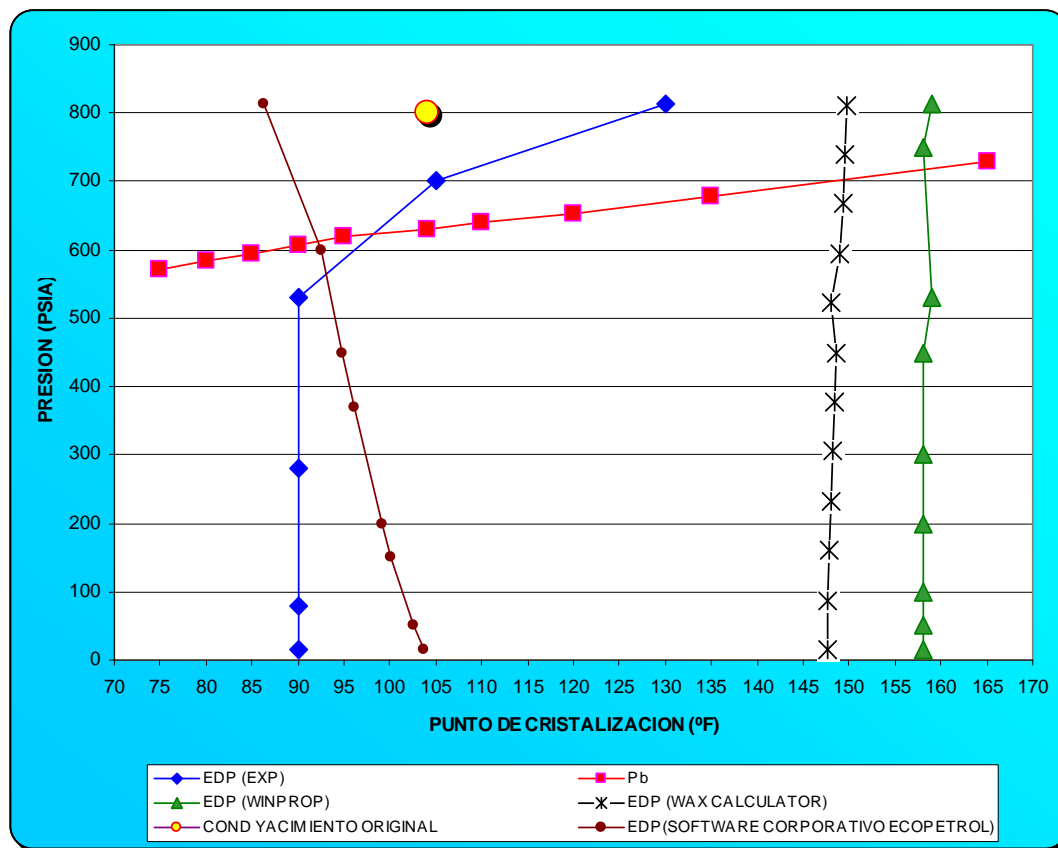
La comparación se muestra en la Tabla 22 y Figura 40. Se encuentra que los modelos WAX Calculator y WinProp sobre predicen los valores de los puntos de cristalización. Hay una diferencia respecto al valor mas alto medido de 19.67 °F (15 %) comparado con el calculado con WAX Calculator y de 29 °F (22%) con WinProp; respecto al promedio de los demás puntos la diferencia es mayor. El software Corporativo de ECOPETROL es el que mejor resultado presenta, tiene una desviación de -33.3 % respecto a su valor más alto pero sólo del 4.7 % en promedio respecto a los demás puntos.

Teniendo en cuenta que se tiene el problema de precipitación de parafinas en el Campo Escuela, es conveniente que la Universidad desarrolle su propio modelo del tipo multisólidos y que sea ajustado con los datos de caracterización de fluidos y de análisis PVT del campo Colorado, a fin de que se logre la predicción del comportamiento de parafinas y otros estudios en la búsqueda de la solución del problema.

Tabla. 22 Comparación de la EDP experimental con modelos

Presión (psia)	TEMPERATURA DE CRISTALIZACION (°F)			
	Experimental	Wax Calculator	Software Corporativo Ecopetrol	WinProp
814	130,00	149,67	86,28	159,00
700	105,00	149,30		158,00
600			92,51	
530	90,00	148,00		159,00
450			94,80	
370			96,10	
280	90,00	148,10		158,00
200			99,13	
80		147,58		158,00
50			102,60	
14,7	90,00	147,58	103,68	158,00

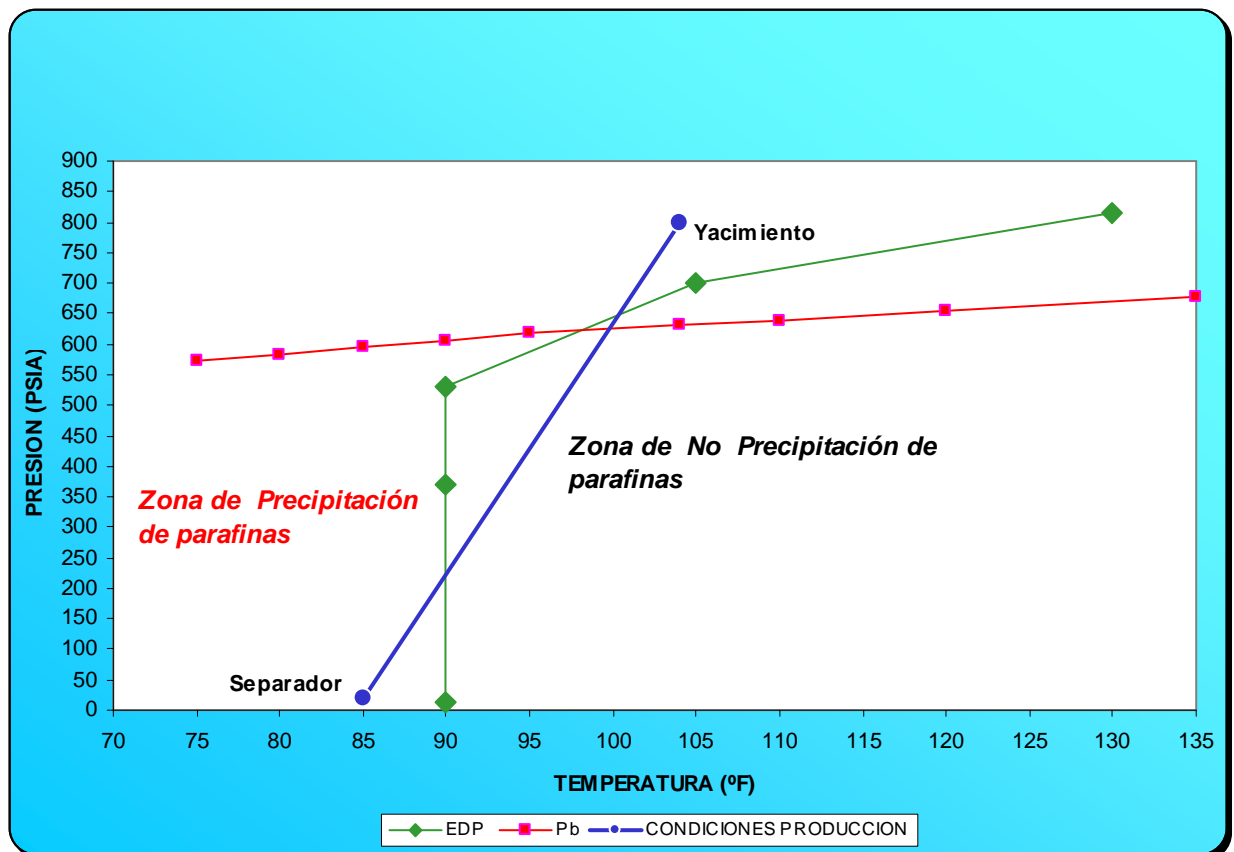
Figura. 40 Comparación de la EDP experimental con la de modelos



4. PRONOSTICO DE LA PRECIPITACION DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO.

A las condiciones de presión original de las arena B (805 psia) y la temperatura máxima de las arenas B (114 °F), (con la composición actual del fluido de yacimiento) ya se había pasado el umbral de precipitación y probablemente se presentó el problema de precipitación y deposición de parafinas en la formación cerca de la cara del pozo por la cristalización de parafinas, igualmente dentro de la tubería de producción (Figura 41). Para corroborar el daño a la formación se requiere una evaluación del daño de formación.

Figura. 41 Delimitación de las condiciones de precipitación de parafinas (arena B Campo Colorado)



En el caso del Col-25 (pozo en estudio), en la Tabla 23 se muestra la temperatura y presión tomadas a la profundidad respectiva cuando se realizó el muestreo de fondo y los puntos de cristalización medidos en laboratorio con la técnica NIR a condiciones de presión y temperatura encontradas en el pozo. El rápido enfriamiento del fluido antes de llegar a superficie se debe a la liberación del gas en solución. La Figura 42 ilustra el espacio termodinámico y físico en que se puede presentar la precipitación de parafinas. Es importante aclarar que el pozo cuando se realizó el muestreo tenía la columna llena de fluido hasta superficie.

Suponiendo que actualmente se mantuviera la presión de yacimiento, el fluido seguiría el comportamiento de presión y temperatura presentado en la Figura 42, con lo cual se observa que a una presión aproximada de 423 psia correspondiente a 1550 pies el fluido tendría una temperatura de aproximadamente de 89 °F (inferior al punto de cristalización de 90 °F), con lo cual se iniciaría el problema de precipitación de parafinas.

A las condiciones actuales de producción (por debajo del punto de burbuja) con presiones inferiores a 440 psia (tomada en Nov/1996 Col-70 a 3450' arenas B), seguramente no se continúa presentando precipitación de parafinas dentro del yacimiento pero si en la tubería de producción a la profundidad en donde el fluido alcance el umbral de cristalización. Posiblemente el problema sea más severo porque con la presión sólo se alcanza un nivel de fluido que generalmente está a gran profundidad desde la superficie y se presenta un alto GOR (gas libre y en solución) lo cual favorece el enfriamiento de fluido y de la tubería.

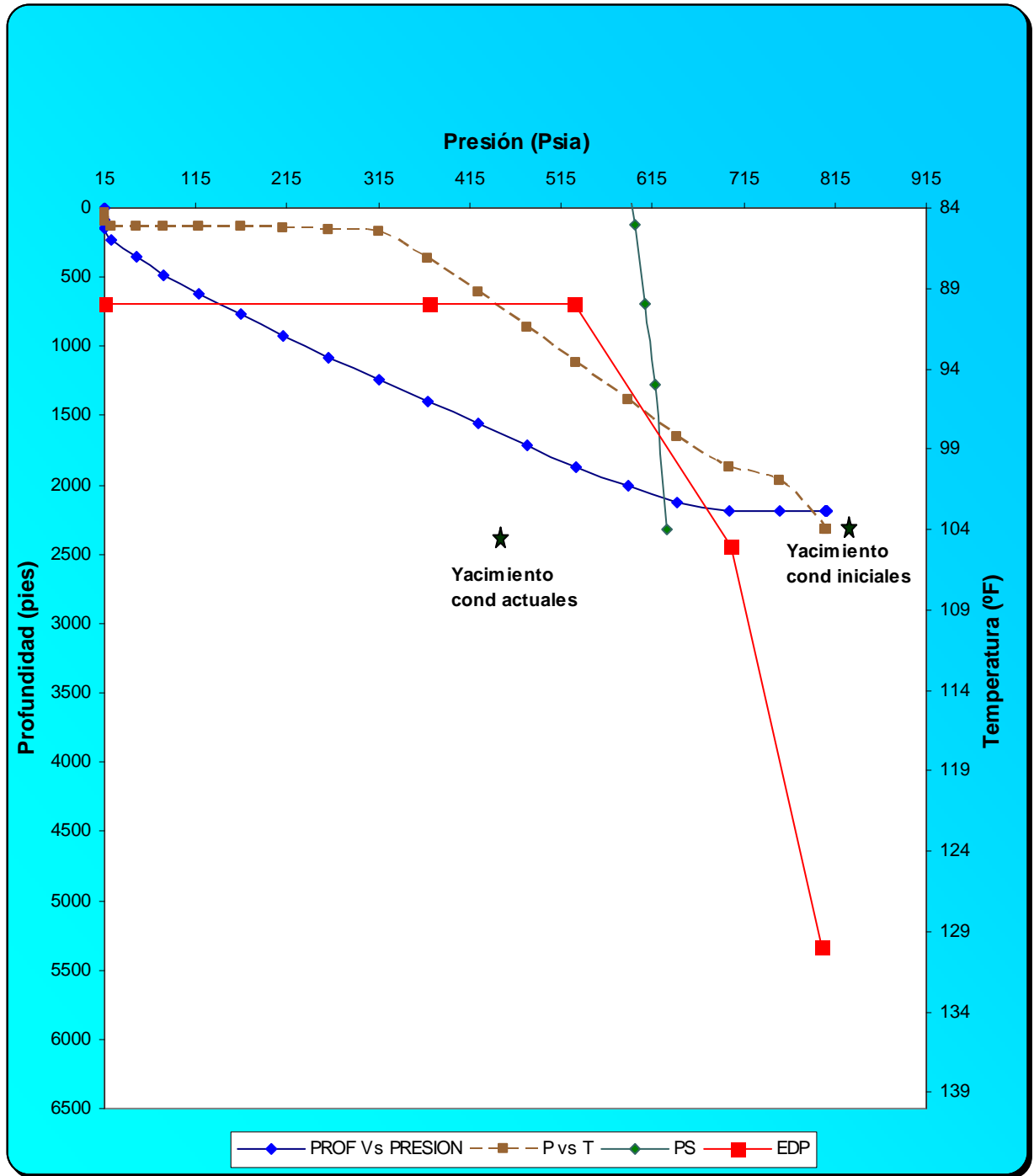
El sistema de levantamiento artificial utilizado en el campo colorado es por bombeo mecánico y cuando el pozo está activo aunque se presente cristalización de parafinas, el movimiento del fluido ayuda a evitar que ocurra el crecimiento de los cristales y favorece que su depositación sea lenta; pero generalmente por diferentes motivos los pozos productores duran mucho tiempo cerrados, entonces los cristales que ya están formados crecen al perder la energía cinética por el enfriamiento, interactúan formando redes cristalinas y por gravedad se depositan dentro de la tubería de producción y alrededor de la bomba de subsuelo, como se ha evidenciado cuando se saca la tubería de fondo durante los trabajos de workover.

La gran diferencia entre la temperatura de cristalización más baja (90 °F) y el punto de fluidez del crudo de -24 °C (-11.2 °F) hace que el problema no se tan severo y se pueda asegurar el flujo a las condiciones de campo (en pozos de bombeo continuo); también ayuda el hecho de que la viscosidad del fluido en todo el trayecto sea muy baja (inferior a 8 Cp para el crudo del campo)

Tabla. 23 Variación del punto de cristalización de parafina con presión, temperatura y profundidad (Col-25)

Profundidad (pies)	Presión (psia)	Temperatura del fluido (°F)	Temperatura de cristalización (°F)
0	14,49	84,32	
86	15,09	84,81	90
140	15,11	84,81	
234	22,76	85,12	
350	49,54	85,12	
483	79,63	85,12	
617	118,87	85,12	
770	163,69	85,20	
918	210,94	85,30	
1077	260,51	85,40	
1237	314,79	85,50	
1394	369,23	87,19	90
1554	423,29	89,28	
1716	477,66	91,45	
1870	531,74	93,60	90
2007	587,62	95,98	
2130	641,52	98,26	
2185	699,79	100,08	105
2185	754,67	101,00	
2185	805,00	104,00	
2185	804,80	104,00	
2185	805,00	104,00	
2185	805,00	104,00	
2185	805,00	104,00	
			130

Figura. 42 Estado termodinámico de precipitación de parafinas Arena B Campo Colorado



**** Zona de cristalización a la derecha y arriba de la envolvente de precipitación (EDP)**

En el proyecto “PROCEDIMIENTOS METODOLÓGICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN A LOS FLUIDOS DEL CAMPO COLORADO” se realizó el análisis SARA (Tabla 24) para 7 pozos pertenecientes a arenas B, C y E (de los bloques 1, 2, 4 y 6) y se encontró que el contenido de las fracciones es muy similar y con un promedio de saturados del 72.8 % (*en peso*); lo cual sugiere que posiblemente se trata de yacimientos de un mismo origen, es decir cargados con crudos de la misma roca generadora. Para los mismos pozos mencionados se evaluó el factor de caracterización de Watson, Tabla 25 (Kpromedio = 11.94), que significa que el crudo del campo tiene tendencia parafínica.

Tabla. 24 Análisis SARA Crudos campo Colorado

FRACCION	COL -11	COL- 12	COL-25	COL- 37	COL- 38	COL- 62	COL- 64
SATURADOS %	74,17	74,39	64,09	74,11	75,04	74,70	72,95
AROMATICOS %	20,63	20,00	25,26	19,21	18,33	19,23	19,97
RESINAS %	4,62	5,04	9,93	5,99	6,06	5,47	6,52
ASFALTENOS %	0,58	1,31	0,73	0,68	0,58	0,61	0,55

Tabla. 25 Factor de Caracterización de Watson (K) Crudos campo Colorado

BLOQUE	ARENA	POZO	K
1	B	COL- 25	11,88
	C, B	COL- 38	12,00
	C	COL- 11	12,02
2	E	COL- 12	12,02
	B	COL-64	11,96
4	C, B	COL-62	12,07
6	C, B	COL-37	11,66
CLASIFICACIÓN (fuente REPSOL YPF)			K
ALTAMENTE PARAFINICO			13
PARAFINICOS			> 12,1
MIXTO (NAFTENICO-PARAFINICO)			11,5 -12,1
NAFTENICO			10,5 - 11,5
AROMATICO			10,5 -11,5

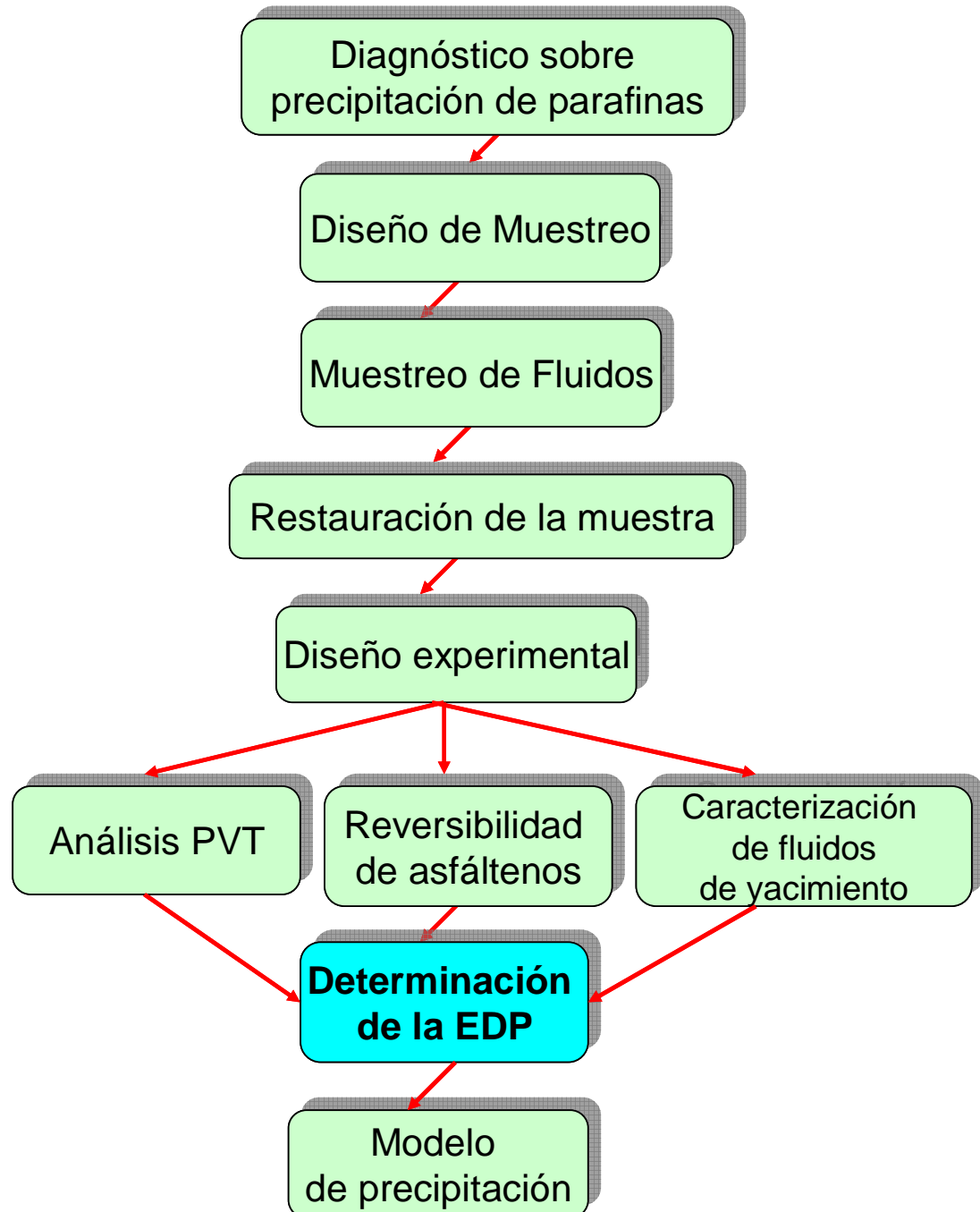
Con la anteriormente expuesto se puede inferir que también para las arenas C , E (que tienen mayor tendencia parafínica) se esté presentando cristalización y depositación de parafinas dentro del yacimiento y dentro de la tubería de producción con más severidad que en las arenas B, cuando el fluido en su recorrido a superficie alcance el umbral de cristalización de parafinas. Pero lo más recomendable es determinar la envolvente de precipitación de parafinas para estas arenas.

Para las arenas B, a partir del umbral de cristalización y con los datos PVT y de caracterización de fluidos se recomienda desarrollar investigación a fin de implementar métodos preventivos y/o remediales.

5. METODOLOGIA PARA EL ESTUDIO DE COMPORTAMIENTO DE PARAFINAS

En la Figura 43 se presenta la metodología que permite hacer un adecuado estudio del comportamiento de parafinas, la cual se describirá de manera detallada a continuación.

Figura. 43 Metodología para el estudio de comportamiento de parafinas



1. Diagnóstico sobre problemas precipitación de parafinas

El objetivo de esta etapa es determinar la posibilidad y severidad con que ocurran problemas de precipitación de parafinas durante el desarrollo de un proyecto de producción de hidrocarburos.

Lo recomendado sería para un campo recién descubierto tomar una muestra de fondo y hallar la envolvente de precipitación de parafinas, de asfaltenos y análisis PVT; además determinar algunas propiedades básicas de alta calidad al crudo, que permitan detectar o descartar el problema de precipitación de parafinas o de otros sólidos orgánicos:

- Gravedad API
- Análisis SARA
- Punto de nube
- Punto de fluidez
- Punto de fusión de las ceras parafínicas
- Prueba de solubilidad a la temperatura mas baja del campo
- Pruebas de viscosidad
- Composición del crudo (C30+)

Los crudos parafínicos se caracterizan porque son de color claro, baja viscosidad y de una densidad entre 0,85 y 0,75 g/ml (35 a 57 °API); también se pueden identificar porque contienen más del 50% de saturados (de análisis SARA) de los cuales más del 40% corresponden a parafinas (*Tissot and Welte 1984*).

Los resultados de estas pruebas serán de gran ayuda y en conjunto con la interpretación de los datos de yacimiento y de producción permitirán hacer un mejor diagnóstico sobre la posibilidad de problemas de precipitación y de una vez tomar los posibles correctivos y no esperar a que el Campo llegue a ser maduro para iniciar los estudios.

La metodología para la caracterización de fluidos se encuentra descrita en la tesis soporte de la presente investigación: [“PROCEDIMIENTOS METODOLÓGICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN A LOS](#)

[FLUIDOS DEL CAMPO COLORADO”, desarrollada por los estudiantes de Ingeniería de Petróleos CRISTANCHO VELASCO DIANA MARCELA HOYOS ROMÁN JORGE MARIO \(2008\).](#)

2. Diseño del Muestreo

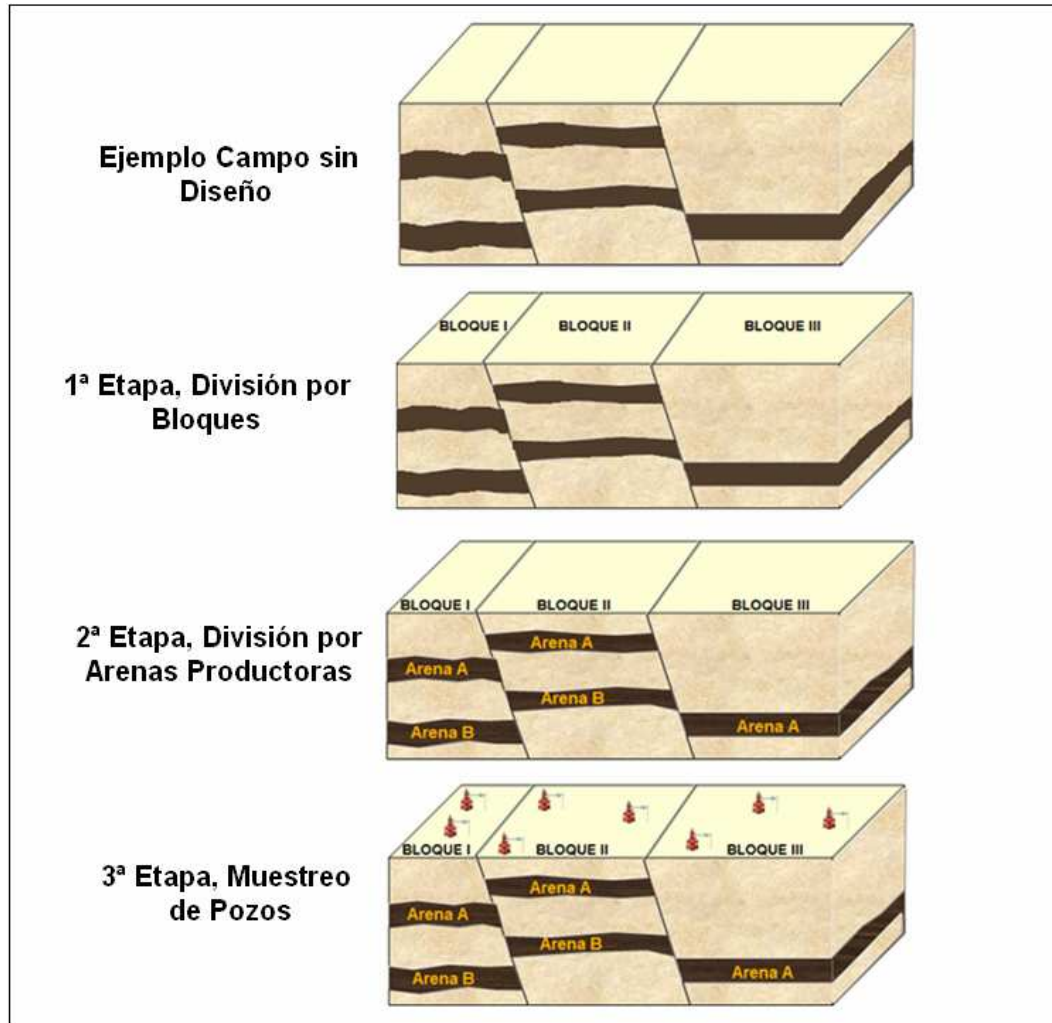
Una vez realizado el diagnóstico y con resultados de que el problema es o puede ser severo, se debe hacer la selección adecuada del pozo para obtener una muestra de fondo de pozo que sea representativa.

Los principios y técnicas de muestreo, la metodología y criterios de selección de pozos, la adecuación del pozo y las herramientas utilizadas para obtener la muestra de fondo se encuentran descritas en la tesis soporte de la presente investigación: [“CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS PVT DEL CRUDO DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO”, desarrollada por los estudiantes de Ingeniería de Petróleos ARAMENDIZ PACHECO JOSE JORGE y VELASQUEZ OSMA MIGUEL ALBERTO \(2008\).](#)

Generalmente un yacimiento produce de varios estratos o arenas (Figura 44) por lo cual lo más conveniente es dividir el campo por bloques o áreas y posteriormente en cada bloque realizar una subdivisión por las arenas productoras que se encuentren dentro de cada bloque, de esta manera las unidades últimas que formarán la muestra serán pozos ubicados en una u otra arena productora dentro de cada bloque en el que se dividió inicialmente el campo, esta última etapa de selección se debería realizar de forma aleatoria. Lo ideal sería que la muestra este conformada al menos por un pozo de cada arena productora dentro de cada uno de los bloques en que se dividió el campo.

Existe la posibilidad que un mismo pozo tenga intervalos productores dentro de todas las arenas que conformen un mismo bloque, para poder limitar a que este pertenezca a una sola unidad tomamos como referencia el intervalo o arena productora que tenga el mayor aporte de producción y de esta forma queda definida esa arena

Figura. 44 Diseño de Técnica de Muestreo poblacional en pozos



Fuente: CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS PVT DEL CRUDO DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO. Velazquez Miguel y Aramendiz José. 2008.

.En lo investigado en la literatura no se ha encontrado una aplicación de un diseño de muestreo a pozos de petróleo, sin embargo se planteó que el diseño que mas se ajusta es el muestreo polietapico, lo que garantiza que la muestra sea representativa de la población debido a que los conglomerados o bloques en los que se divide el Campo tienden a ser lo mas heterogéneo posible dentro de ellos y lo mas homogéneo entre ellos.

En muchos de los campos productores que han alcanzado su etapa de madurez, se encuentran muchos pozos abandonados, otros temporalmente inactivos, ubicados en

zonas de difícil acceso y otros con problemas mecánicos; por lo tanto a veces el muestreo no se puede hacer del tipo aleatorio si no intencional.

El muestreo intencional se caracteriza por un esfuerzo deliberado de obtener muestras “representativas” mediante la inclusión en la muestra de grupos supuestamente típicos. Este muestreo es un procedimiento que permite seleccionar los casos característicos de la población limitando la muestra. Se utiliza en situaciones en las que la población es muy variable y consecuentemente la muestra es muy pequeña.

En el muestreo intencional la extracción de la muestra y su tamaño para ser representativa se valora de forma subjetiva y se basa en una buena estrategia y en el buen juicio del investigador. Un caso frecuente es tomar elementos que se juzgan típicos o representativos de la población, y suponer que los errores en la selección se compensarán unos con otros.

En la Figura 45 muestra los principales criterios que se deben tomar en cuenta para seleccionar el pozo a muestrear.

Figura. 45 Principales Criterios de Selección del Pozo a Muestrear



Fuente: CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS PVT DEL CRUDO DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO. Velazquez Miguel y Aramendiz José. 2008.

3. Muestreo

Con el pozo seleccionado, se procede a hacer el plan de trabajo para la toma de la muestra de fondo, que debe ser revisado y aprobado entre los investigadores interesados en el estudio, los profesionales que manejan las herramientas de muestreo y los operadores del equipo wireline . Este plan contiene, entre otros los siguientes aspectos:

- **Objetivo y alcance del muestreo:** Se especifica el problema que se va a estudiar y usos de la muestra (Envolvente de parafinas, PVT, etc); igualmente la cantidad de muestra que se requiere. Se recomienda de acuerdo a la disponibilidad de los equipos de muestreo y los costos, tomar suficiente muestra que permita realizar los análisis previstos.
- **Documento o norma de referencia:** se sigue la norma API RP-44: Recommended Practice 44.

- **Características del yacimiento y de producción del campo objeto de estudio:**
Se especifican entre otras propiedades petrofísicas básicas, presión estática y de fondo fluyendo, temperatura de la formación, pruebas de presión; características de completamiento y producción: estado mecánico del pozo, pruebas de producción, historia de producción y de trabajos efectuados en el pozo, análisis de laboratorio anteriores y en general información que permita tener elementos de juicio para efectuar un muestreo óptimo.
- **Revisión de las condiciones para el muestreo:** Verificar el estado de los muestreadores, unidad de transferencia FTU, cilindros y accesorios auxiliares.

Las condiciones que se deben tener en cuenta para en el muestreo y de esta manera poder obtener muestras representativas son:

- ✓ Tener definido el punto de muestreo o intervalo de muestreo para posicionar la herramienta.
- ✓ Verificar que la tubería por donde se va a bajar el muestreador no presente obstrucciones.
- ✓ Verificar la compatibilidad entre la conexión del muestreador y del equipo Wireline.
- ✓ Tener las especificaciones técnicas de los muestreadores disponibles para bajar de acuerdo a la situación que presente el pozo en el momento de efectuar el muestreo.
- ✓ Revisar que se cuente con el equipo adecuado de wire line de acuerdo a la profundidad y que se tengan todas las facilidades (conexiones, herramientas, fuentes neumáticas y eléctricas).

- Procedimiento:

- Bajar barra de peso para determinar el fondo del pozo y verificar el paso de la herramienta.
- Programar y bajar *memory gauge* (tener el control de la profundidad para hacer los perfiles de presión y temperatura). Dejar el tiempo necesario para la toma de la presión y temperatura de yacimiento.
- Hacer el perfil de presión y definir los contactos agua-aceite y aceite-gas.
- Bajar el muestreador de fondo a la profundidad requerida que garantice la toma de muestra en una sola fase. Hacer la toma las veces que sean necesarias para capturar el volumen solicitado de muestra.
- De acuerdo al tiempo de apertura específico para cada tipo de muestreador, esperar 1 hora más para permitir mayor seguridad de la toma de la muestra (Si el yacimiento presenta baja presión).
- Verificar si la herramienta captura muestra en cada corrida.
- Comparar las presiones de apertura para el control de calidad de las muestras.
- Asegurar que la muestra esté en una sola fase y por encima de la presión de yacimiento para transferirla al cilindro (si se hace la transferencia en campo).
- Transferir la muestra al cilindro haciendo purgas cada 100cc para verificar su contenido.
- Transportar con cuidado las muestras (en cilindros o en las herramientas de muestreo) hasta el laboratorio, para asegurar las condiciones para una muestra representativa.

- **Logística:** Definir la fecha y los días que se requieren para el muestreo; de acuerdo a esto preparar la logística, para el desplazamiento al sitio y ejecución de la toma de muestras.

En la fecha acordada para el muestreo y en la locación del pozo para iniciar labores, cumplir las normas de seguridad que impartirá la empresa operadora y/o la empresa del servicio de wire line o slick line; revisar de nuevo el plan de trabajo y seguir los lineamientos.

Durante el muestreo, se debe tener cuidado para asegurar que la tubería de producción y en general en la vecindad del pozo se encuentre libre de depósito de parafinas, para evitar que queden dentro de la muestra tomada. Igualmente, se debe tener especial precaución con el manejo del fluido muestreado por si acaso tiene presencia de asfaltenos.

4. Restauración de la muestra

Una vez se tenga la muestra en el laboratorio se debe restaurar a condiciones de yacimiento. Si la temperatura de yacimiento es menor de 200 °F, luego la temperatura de restauración debe ser superior a este valor y se debe dejar por mínimo veinte (20) horas, seguidamente se debe reducir a la temperatura de yacimiento (LEONTARITIS); lo anterior se hace porque hay ceras parafínicas que tienen un punto de fusión superior a 200 °F y debemos asegurar que todas las moléculas de parafinas estén redisueltas en el crudo antes de iniciar las pruebas. Es decir el objetivo de la restauración es llevar el fluido a su estado original.

Se recomienda que la muestra de crudo vivo contenida en un cilindro de laboratorio, sea sometida a presión y temperatura de yacimiento y agitar por un periodo mínimo de 350 horas, procedimiento similar al seguido para la restauración de mojabilidad (Curso Depósitos orgánicos prevención y control; LUIS FELIPE CARRILLO, 2006).

5. Diseño Experimental

Un *experimento* es una prueba(s) en las que se hacen cambios deliberados en las variables de entrada de un proceso o sistema para observar e identificar los cambios en la respuesta de salida.

El *Diseño de Experimentos* tiene que ver con la planeación y realización de experimentos y el análisis de datos resultantes a fin de obtener conclusiones validas y objetivas. El objetivo es desarrollar un proceso que sea afectado mínimamente por las fuentes de variabilidad externas.

Las etapas para desarrollar un experimento son:

- Identificación y enunciación del problema
- Elección de los factores, niveles y rangos.
- Elección de la variable respuesta.
- Elección del tipo de diseño experimental (variación de un factor a la vez, experimento factorial).
- Realización del experimento
- Análisis de los datos.
- Conclusiones y recomendaciones

Se debe contar con la temperatura y presión de yacimiento, las presiones de fondo fluyendo, las presiones en cabeza de pozo y separador al igual que el perfil de temperaturas; en caso necesario se deben medir en campo durante el muestreo.

La determinación del punto de burbuja del fluido tomado en fondo se logra con la prueba de expansión a composición constante, disminuyendo la presión en varios niveles isotérmicamente (a temperatura de yacimiento).

Para el estudio de precipitación de parafinas, en el diseño de la prueba diferencial (PVT) se deben definir los mismos niveles de presión que los utilizados en la determinación de la envolvente de precipitación de parafina, con el objeto de hacer un mejor análisis de las

condiciones de precipitación. Igualmente, los niveles de temperatura definidos para los puntos de saturación deben cubrir un rango desde el yacimiento hasta separador, el cual coincide con el rango de temperaturas utilizadas para determinar los puntos de cristalización a una presión dada.

La viscosidad del fluido de fondo también se debe hacer a los niveles de presión y temperatura de la envolvente de cristalización, para facilitar el estudio del comportamiento.

5.1 Análisis PVT

El análisis PVT se requiere para conocer el comportamiento del fluido dentro del yacimiento y desde éste hasta separador, lo cual influye en el recobro y en costos; este análisis incluye expansión a composición constante, liberación diferencial, viscosidad y pruebas de separador.

El análisis composicional y las propiedades físicas medidas del fluido son utilizadas como datos de entrada para ajustar la ecuación de estado (EOS) para el modelamiento, lo que es fundamental para evaluar escenarios de producción, optimizar la producción y sus costos y definir métodos de recobro.

En un crudo parafínico, las parafinas conforman la fase sólida de la solución y lo que no precipita será el solvente. En el estudio de parafinas se requiere conocer las condiciones termodinámicas bajo las cuales se precipita, por tanto es necesario saber con exactitud el comportamiento de fases del fluido en estudio.

La curva de puntos de saturación del fluido a diferentes temperaturas es fundamental para la ubicación de la envolvente de precipitación de parafinas y poder definir el espacio termodinámico de ocurrencia de este fenómeno; la envolvente tiene una tendencia diferente por encima de la curva de saturación, que por debajo de ella.

La liberación diferencial es una prueba que representa el comportamiento del fluido durante la vida del yacimiento, cada vez disminuyen los niveles de presión a temperatura

constante del yacimiento. Esta es una prueba crítica para la precipitación de parafinas, porque en cada etapa se libera el gas y queda menor cantidad en solución, lo cual posiblemente favorece la precipitación por la pérdida del solvente natural que es el gas; este comportamiento depende de la composición de cada crudo.

5.2. Prueba de reversibilidad de asfaltenos

El objetivo de esta prueba es verificar la precipitación de asfaltenos por cambios en presión y la reversibilidad del proceso. Hammami et al en 1995 fue el primero en probar con crudo vivo de yacimientos bajo saturados del Golfo de México a alta presión y temperatura utilizando la técnica de transmitancia de luz, para evaluar la redisolución de los asfaltenos aumentando la presión arriba de la presión de saturación a temperatura de yacimiento; estas pruebas fueron realizadas a condiciones de composición, presión y temperatura típicas de producción. Los resultados de estas pruebas evidenciaron la precipitación de asfaltenos por encima de la presión de saturación y la redisolución por debajo de esta; esto se explica porque los hidrocarburos livianos compiten con los asfaltenos por la solubilidad dentro del crudo, por tanto la liberación de estos componentes por debajo del punto de burbuja mejoran la solubilidad de los asfaltenos.

La prueba consiste en:

- Tomar dos muestras a condiciones de Temperatura de yacimiento y presión de yacimiento y una de ellas hacerlas pasar por un filtro de $0.45 \mu m$; medir contenido de asfaltenos a ambas muestras.
- Hacer una depleción isotérmica a una presión ligeramente superior al punto de burbuja; tomar una muestra a estas condiciones filtrar y medir contenido de asfaltenos.
- Hacer una compresión isotérmica hasta la presión inicial. Tomar una nueva muestra a estas condiciones, filtrar y medir asfaltenos.

5.3 Caracterización de fluidos del yacimiento

Los fluidos de un yacimiento tienen características muy especiales y particulares las cuales le dan una identidad propia. Fluidos producidos de los que se tenga la mayor información, serán más fáciles de diagnosticar problemas, de tratarlos, de conocer su potencial energético, su valor económico y utilidad.

Además de las pruebas básicas que se recomiendan para el diagnóstico de problemas de parafinas, se deben implementar otras pruebas que se requieran para hacer el mejor estudio del comportamiento de las parafinas; además que sirvan para el ajuste de la ecuación de estado que permita simular el fenómeno acorde a las condiciones del campo.

Caracterización PARA del aceite

En general, las ecuaciones de estado (EOS) son basadas en un análisis composicional convencional de carbonos, los cuales incluyen los componentes puros hasta el C_6 y se selecciona un número de pseudo-componentes para la fracción C_{7+} ; esta fracción a su vez es separada en cuatro fracciones básicas: Parafinas, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos. La fracción de parafinas es separada en un número de pseudo-componentes y ceras parafínicas. Las resinas y asfaltenos son agrupados en pseudo-componentes heterocíclicos y los aromáticos pueden ser caracterizados por separado o a veces junto con la fracción parafínica. Mediante una regresión las propiedades de los pseudo-componentes son recalculadas para que el modelo pueda predecir los datos con exactitud. El producto final es caracterizar una EOS para ser utilizada en un modelo que puedan predecir simultáneamente PVT y el comportamiento de sólidos orgánicos tales como asfaltenos y parafinas.

6. Determinación de la envolvente de cristalización de parafinas (EDP)

El punto de cristalización de parafinas (umbral de cristalización) u “onset” es equivalente al punto de rocío de los fluidos de yacimiento, sólo que el punto de cristalización es donde

aparece el primer cristal (fase sólida) de parafinas y el de rocío cuando en un gas hace presencia la primera gota de líquido.

En general, para determinar el punto de cristalización de parafinas muchas técnicas han sido empleadas, entre ellas se cuentan:

- Filtro de puenteo (filter plugging – FP)
- Variación de la Viscosidad
- Inspección con Microscopio (cross polar microscopy – CPM)
- Transmisión de luz (solid detection system - SDS)
- Rayos cerca al infrarojo (NIR)
- Calorimetría diferencial (differential scanning calorimetry – DSC).

Es importante aclarar que el punto de cristalización a la presión atmosférica es comúnmente denominado punto de nube.

Cuando el volumen de muestra es pequeño y para crudos muertos las técnicas más recomendadas son CPM y DSC y para determinar puntos de cristalización en crudos vivos SDS y NIR.

La exactitud en la medida de los puntos de cristalización depende altamente de la representatividad de la muestra y del apropiado manejo dado a la misma en campo como en laboratorio. Se debe tener especial precaución para evitar las pérdidas de componentes pesados del crudo, lo cual disminuirá el valor del punto de cristalización y minimizar la pérdida de livianos que elevará este valor.

En la presente investigación nos enfocaremos en el crudo vivo, por tanto a continuación analizaremos las técnicas para determinar el punto de cristalización empleadas con este propósito.

6.1 Técnica de rayo cerca al infrarojo (NEAR INFRA RED - NIR)

El método NIR para la determinación del umbral de cristalización de parafinas es basado en la observación del cambio en la transmitancia de la luz incidente sobre el crudo cuando inicia la cristalización.

Por teoría de espectroscopia se conoce que la absorción (lo inverso es transmitancia) de luz por un componente en una solución sigue la ley de Beers.

Una disminución en la pendiente de la transmitancia, $T(\lambda)$, cuando se pasa luz NIR a través de la muestra de crudo parafínico sirve para detectar el umbral de cristalización de parafinas.

$$T(\lambda) = \frac{I(\lambda)}{I_o(\lambda)}$$

Donde:

λ : longitud de onda de la luz

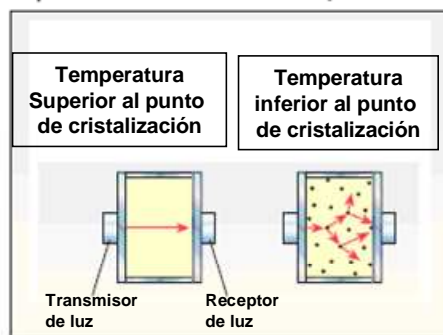
$I_o(\lambda)$: Intensidad de luz que entra a la muestra

$I(\lambda)$: Intensidad de luz que sale de la muestra

PRINCIPIO: Se utiliza una luz cuya longitud de onda se encuentra es el espectro cercano al infrarrojo (luz cercana al infrarrojo, NIR). Figura 46.

Figura. 46 Principio de medición de la temperatura de cristalización por el método NIR

DISPERSION DE LA LUZ CERCANA AL INFRARROJO POR LA CRISTALIZACION DE PARAFINAS



Adaptada de: Los asfaltenos, problemáticos pero ricos en potencial. AKBARZADEH Kamran et al. Oil field review vol. 19 No. 2 – Otoño de 2007.

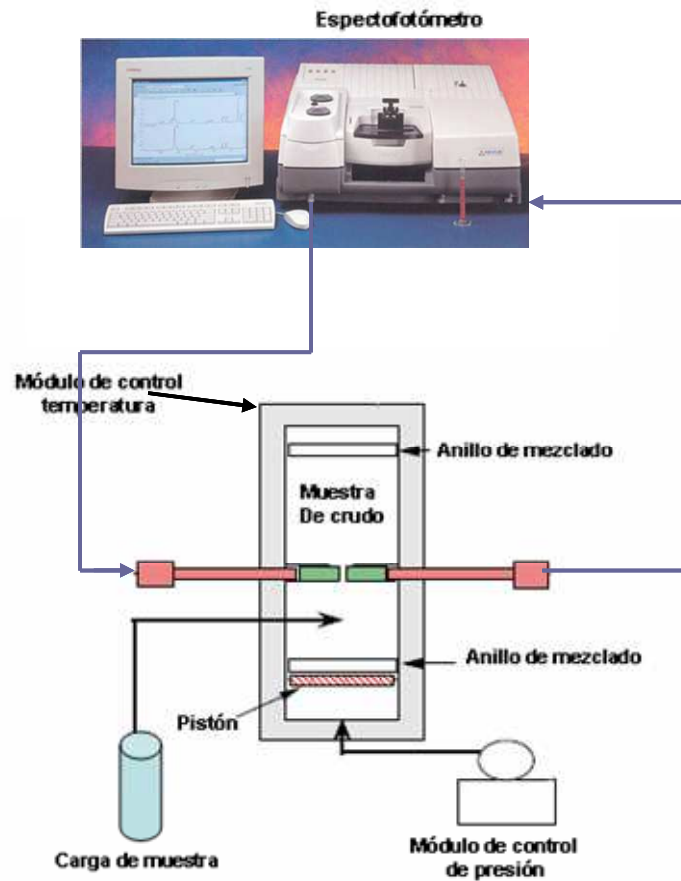
En esta técnica la muestra se introduce en una celda, una fuente de luz cercana al infrarrojo, colocada sobre uno de los lados de la celda, genera luz con longitudes de onda que oscilan entre 800 y 2200 nm (10^{-9} m) y un energía de transmitancia específica. Cuando las parafinas precipitan, dispersan la luz, reduciendo la energía de transmitancia detecta por los sensores situados al otro lado de la celda.

Debido a su simplicidad, alta precisión, y amplia aplicabilidad a todos los tipos de fluidos y condiciones termodinámicas, la técnica para determinar el umbral de cristalización de parafinas NIR es el método preferido. En la Figura 47 se presenta el equipo utilizado en esta técnica.

El procedimiento consiste en:

- A presión de yacimiento se hace un enfriamiento a temperaturas definidas que cubran desde temperaturas superiores a la de yacimiento hasta separador; Una vez se alcanza la estabilidad de la temperatura se hace pasar el rayo infrarrojo y se mide la transmitancia. Se grafica temperatura contra el % de transmitancia y en donde se encuentre el cambio marcado en la pendiente se define como el punto de cristalización a la presión de yacimiento.
- Se calienta de nuevo la muestra hasta una temperatura superior a la de yacimiento y se coloca a la presión programada y se sigue de nuevo el procedimiento del paso anterior.
- Con los puntos de cristalización determinados a cada presión se construye la envolvente de precipitación de parafinas (EDP).

Figura. 47 Equipo de prueba NIR



Adaptado de Cloud Point and Wax Deposition Mesaurment Techniques. LEONTARITIS KOSTA J. SPE 80267. 2003

6.2 Técnica de sistema de detección de sólidos (SDS)

El principio es similar al de la técnica NIR basado en transmitancia de luz; el aparato consiste de dos divisiones correspondientes a una fuente de luz y a un detector montados sobre una celda visual PVT donde va la muestra y cuyo volumen y presión son controlados por una bomba de desplazamiento; también tiene un baño de temperatura el cual es medido y controlado con un termómetro digital; la celda tiene de un pistón de vidrio. La fuente de potencia transmite luz láser.

El procedimiento para medir el punto de cristalización consiste en:

- Cargar en la celda a condiciones de yacimiento un volumen de muestra. A la presión de prueba se libera el gas isotérmicamente (a la temperatura de yacimiento) y este gas es desplazado de la celda para asegurar que haya composición constante del fluido durante el enfriamiento isobárico (Paraffin Deposition From Crude Oils: Comparison of Laboratory Results to Field Data HAMMAMI Ahmed. SPE 38776). La tasa de enfriamiento debe ser baja (menor a 1 °F/min); a las temperaturas definidas previamente se toman las lecturas de la fuente y detección de luz. El experimento termina unos pocos grados a bajo a la temperatura a la cual ocurre una fuerte caída en la potencia de la luz transmitida.
- La temperatura de la celda es isobáricamente incrementada a temperatura de yacimiento y la potencia de la luz transmitida regresada a la línea base original. Esto comprobará que la precipitación de parafinas es irreversible. Después de alcanzar el equilibrio, el fluido es expandido isotérmicamente hasta la nueva presión de prueba; el gas liberado es sacado de la celda y se hace de nuevo el enfriamiento isobárico.
- Posteriormente para cada presión se grafica la potencia de fuente de luz transmitida al fluido Vs la Temperatura, encontrando la temperatura de cristalización en donde se presente un gran cambio en la pendiente de la curva (casi vertical) cuando la potencia de la luz transmitida es débil.

7. Modelo de precipitación de parafinas

Teniendo en cuenta las dificultades técnicas y los costos necesarios para realizar el muestreo de fondo de un pozo, es recomendable a partir de los datos experimentales desarrollar o ajustar e implementar un modelo que represente a los fluidos del yacimiento de estudio y en donde se puedan evaluar los cambios que puedan ocurrir y hacer pronósticos del comportamiento.

Existen muchos modelos comerciales y académicos, a los cuales se requiere suministrar datos obtenidos experimentalmente tales como: PVT, análisis SARA, destilación

simulada, °API, viscosidad, composición, etc para que se pueda ajustar adecuadamente la ecuación de estado, de tal manera que represente el comportamiento del fluido del yacimiento y en este caso el problema de precipitación de parafinas.

En el capítulo 3, se analizó que para el estudio de parafinas de un crudo vivo el mejor modelo es el tipo multisólidos.

CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS

- Actualmente el yacimiento se encuentra por debajo del punto de burbuja ($P_b=630$ psia), por tanto de acuerdo a la envolvente determinada experimentalmente, no se presenta precipitación de parafinas dentro de él, pero el fluido alcanza un nivel a gran profundidad en donde pierde energía cinética y acelera su enfriamiento por el escape de gas en solución y el gas libre lo que ocasiona que rápidamente traspase el umbral y se inicie la precipitación y depositación.
- Aunque el estudio se realizó para arenas B, con la caracterización de los fluidos de las demás arenas del yacimiento que muestran aún mayor tendencia parafínica, se puede inferir que el problema se puede presentar en estas con más severidad.
- La gran diferencia entre la temperatura de cristalización por debajo del punto de burbuja (90 °F) y el punto de fluidez del crudo de -24 °C (-11.2 °F) hace que el problema no se tan severo y se pueda asegurar el flujo a las condiciones de campo (en pozos con producción permanente); también ayuda el hecho de que la viscosidad del fluido en todo el trayecto sea muy baja (inferior a 8 Cp).
- La envolvente de precipitación de parafinas, proporcionan nueva información para la comprensión y análisis de las condiciones físicas y el estado termodinámico en que ocurre la precipitación y depositación de parafinas en el Campo Colorado, lo cual permitirá el estudio e implementación de métodos de prevención y control como solución a este problema, en búsqueda de mejorar la productividad.
- Con la composición actual del fluido de yacimiento y representando las condiciones iniciales del mismo, experimentalmente se determinó que se presentó precipitación de parafinas y asfaltenos dentro del yacimiento. Se recomienda hacer un estudio para determinar la envolvente de precipitación de asfaltenos y evaluar el daño a la formación por la precipitación conjunta de parafinas y asfaltenos.
- El Campo Escuela Colorado debe desarrollar su propio modelo del tipo multisólidos, que se puede ajustar con datos de PVT y otras propiedades de los fluidos para que simule

las condiciones de precipitación de parafinas del Campo Colorado a fin de predecir el comportamiento del fluido con la implementación de métodos preventivos y/o remediales en la búsqueda de solución al problema.

- Para el crudo de las arenas B (Col-25) se encontró que el gas en solución no tiene un efecto marcado sobre la envolvente de precipitación de parafinas.
- Se estructuró una metodología para el estudio de comportamiento de parafinas en otros Campos; en ella se describen en forma detallada las etapas y procesos para determinar la envolvente de precipitación. Este tipo de estudio es recomendable hacerlo para yacimientos en la etapa inicial de su vida productiva, no solo para parafinas, si no para todos los sólidos orgánicos e inorgánicos a fin de conocer con tiempo los problemas potenciales e implementar los correctivos necesarios para asegurar la producción de los hidrocarburos.

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA DE REFERENCIA

1. AHN S. , WANG K.s , SHULER P.J . Paraffin Cristal and Deposition Control By Emulsification . SPE 93357 ,USA. February 2005.
2. AJIENKAS J. A ; IKOKU C.U . Department of Petroleum Engineering The effect of Temperatura on the Rheology of waxy Crude. USA. SPE 23605 August 1991.
3. BANKI Reza, Firoozabadi Abbas. Modeling of Wax Deposition in Pipelines From Irreversible Thermodynamics. SPE 77571 , USA. October 2002.
4. BECKER J.R PennWells Books. Crude Oil Waxes, Emulsions and Asphaltenes. 1997.
5. BENAVIDES, Maria, SAINT MARCOUX Jean Francois and BARRUFET Maria. Dilution Strategies for Wax and Control for Deepwater Development from a Flow Assurance Perspective : Part I-Current Practice and Perspective. Exhibition held in Houston, Texas, U.S.A., 26–29 September 2004. SPE 90688.
6. COUTINHO J, HAMMAMI A. and RATULOWSKI J. Cloud points: can we measure or model Them? Departamento de Química da Universidad de Aveiro, 3810 Aveiro, Portugal.
7. COUTINHO J, SANSOT J-M, PAULY J. and DARIDON J.L. Modeling High-Pressure Wax Formation in Petroleum Fluids. Vol. 5,1 No.7 AIChE Journal pag. 2089-2097. 2005.
8. COUTINHO Joao, University of Aveiro; EDMONDS Beryl, MOORWOOD Tony. Reliable Wax Predictions for Flow Assurance. SPE 78324. USA. October 2002.
9. EDMONS B, MOORWOOD R, SZCZEPANSKI R and ZHANG X. Latest Developments in Integrated Prediction Modelling Hydrates, Waxes and Asphaltenes. Infochem Computer Services Ltd. October 1999.
10. ERICSON D.D ; NIESEN V. G and BROWN T.S Conoco Inc. Thermodynamic Measurement and prediction of paraffin Precipitation in Crude Oil. SPE 26604, USA. October 1993.
11. ESCOBAR REMOLINA J.C Department of R&D, MaresOil Ltd. Colombia (Floridablanca). Prediction of characteristics of wax precipitation in synthetic mixtures and fluids of petroleum: A new model. ELSEVIER. FLUID PHASE EQUILIBRIA 240, 2006.

12. GARCIA M. INTEVEP. Paraffin Deposition in Oil Production. SPE 64992, 2001.
13. JAMALUDDIN A.K NIGHSWANDER J. A System Approach for Characterizing Hydrocarbon Solids SPE JOURNAL, 2003.
14. KALANGE S. RUFFIER Veronique et al. Onset Crystallization Temperature and Deposit Amount for Waxy Crudes: Experimental Determination and Thermodynamic Modelling . SPE 37239, 1997.
15. KARAN K. and RATULOWSKI J. Measurement of Waxy Crude Properties Using Novel Laboratory Techniques SPE 62945, 2000.
16. KEATING J.F, WATTENBARGER R.A. The Simulation of Paraffin Deposition and Removal in Wellbores. SPE,1994.
17. KOSTA Leontaritis. Applied Hydrocarbon phase behavior thermodynamics and modelling. Professional course. Universidad SurColombiana. Neiva, Junio 2001.OSTA Leontaritis. Practical asphaltene solutions & management. Curso de formación avanzada. Universidad SurColombiana. Neiva, Noviembre 1996.
18. LOPEZ DA SILVA José A., COUTINHO Joao. Dynamic rheological analysis of gelation behavior of waxy crude oils. First annual European Rehology Conference held in Guimaraes, Portugal. USA. February 2004.
19. MISRA Sanjay; BARUAH Simanta Paraffin problems in crude oil production a transportation. REVIEW. SPE production and facilities, February 1995.
20. MONGER T.G, TACKETT J.E. Comparisons of cloud Point Measurment and paraffin Prediction Methods. SPE Prod. And Facilities Vol 14, USA. No 1 February 1999.
21. MULLINS Oliver C, et al. Asphaltenes, Heavy Oils, and petroleomics. Editor springer. New York. 2007. Capitulo 23.
22. NICHITA D V, GOUAL L and FIROOZABADI A. Wax Precipitation in Gas Condensate Mixtures. SPE 56488. October 1999.
23. OSKUI Reza. Advanced asphaltene/wax Technologies.Corelab, Dallas Texas, January 1995.
24. PEDERSEN K.S, FREDENSLUND Aa. Propierties of Oil and Natural Gases.Gulf Publishing Company, Houston (USA), 1989.
25. RING. JN, WATTENBARGER R.A et al. Simulation of Paraffins Deposition In Reservoirs SPE Production and facilities, 1994.

26. RUFFIER Veronique VOILE, J.LC., Schranz J,P et al. Influence of Light Ends on the Onset Crystallization Temperature of Waxy Crudes Within the Frame of Multiphase Transport. SPE 26549, 1993.
27. SADEGHAZAD, Ayoub; CHRISTIANSEN, Richard. The prediction of cloud point Temperature: In Wax Deposition. SPE 64519. USA, October 2000.
28. SHINGAL, H.K et al. Designing and selecting wax crystal modifier for optimum field performance based on crude oil composition. SPE 22784,USA, October 1991.

BIBLIOGRAFIA DE METODOLOGIA

1. LEON Y MONTERO, *Diseño de investigaciones, segunda edición. McGraw Hill. 1997. Capítulos 7 y 10.*
2. MORENO Wilfrido, *aplicaciones al diseño y análisis de experimentos. UIS 1993. Capítulos 5 y 6.*
3. YACUZZI Enrique (Universidad del CEMA), *Diseño experimental y los métodos de taguchi: conceptos y aplicaciones en la industria farmacéutica.*
4. www.cema.edu.ar/publicaciones/download/documentos/258.pdf
5. EYZAGUIRRE P. Raúl. *Experimentos factoriales. Métodos estadísticos para la investigación I (curso).*
6. FERRE Joan. *EL DISEÑO FACTORIAL COMPLETO 2k.* Grupo de Quimiometría y Cualimetría Departamento de Química Analítica y Química Orgánica Universidad Rovira i Virgili (Tarragona). www.quimica.urv.es/quimio/general/disfact.pdf
7. TAMAYO y TAMAYO Mario. *El Proceso de la Investigación Científica.* Limusa Noriega Editores. Mexico 2003.