

**EVALUACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN POR PRECIPITACIÓN DE
PARAFINAS Y ASFALTENOS EN EL CAMPO COLORADO**

SANDRA DEL PILAR CHAVARRÍA GIL

ANGELICA NIÑO SANDOVAL

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

**EVALUACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN POR PRECIPITACIÓN DE
PARAFINAS Y ASFALTENOS EN EL CAMPO COLORADO**

SANDRA DEL PILAR CHAVARRÍA GIL

ANGELICA NIÑO SANDOVAL

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

M.Sc. EMILIANO ARIZA LEON

Codirector

M.Sc. FERNANDO CALVETE

Codirector

EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2010**

En el camino hacia el éxito hay senderos que iluminan y dan felicidad a nuestra vida, luces que expresan gratitud y agradecimiento a mis dos pilares fundamentales, que con su amor, constancia y enseñanzas formaron a la persona que soy hoy en día, a mis tres amigos de vientre que durante este camino me han llenado de satisfacciones y alegrías, a la pirámide de donde provengo que constituye mi sangre les agradezco por contagiarme de su buena energía y a las personas que durante este recorrido me dieron la mano y nunca me dejaron caer.

SANDRA DEL PILAR CHAVARRIA GIL

A DIOS por haberme permitido llegar hasta este punto, además de su infinita bondad y amor.

A mi Madre por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada por su amor.

A mi Padre por los ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizan y que me ha infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante y por su amor.

A mis hermanos Carlos Y Antonio por ser mis ejemplos y de los cuales aprendí aciertos y de momentos difíciles, además de todos aquellos que participaron directamente e indirectamente en la elaboración de esta tesis. ¡Gracias a ustedes!

A mis amigos por su comprensión, compañía y miles de sonrisas, en especial a la Pili que gracias al equipo que formamos logramos llegar hasta el final del camino.

Angelica Niño Sandoval.

AGRADECIMIENTOS

A nuestro director M.Sc Emiliano Ariza León y Co-directores del proyecto M.Sc Fernando Calvete y el Ing. Edison García por su colaboración, paciencia y apoyo brindados siempre para el cumplimiento de este trabajo de investigación.

A los Ingenieros Hernando Buendía y Luis Felipe Carrillo por su dedicación y sabia orientación en el laboratorio.

Al Ing. Fernando Londoño por tener la paciencia ante nuestras dudas y por escuchar atentamente los problemas que surgieron a lo largo de esta tesis.

Así también a todo el personal del laboratorio de petrofísicos (Sede UIS-Guatiguara) en especial al Ing. Félix Arenas por compartir su experiencia y conocimientos.

Al señor Fredy Gómez y Pedro Rojas 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.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
1. GENERALIDADES SOBRE LOS DEPÓSITOS ORGÁNICOS	17
1.1 PARAFINAS	19
1.1.1 Ceras macrocristalinas.....	20
1.1.2 Ceras microcristalinas	20
1.2 PROPIEDADES DE LAS PARAFINAS	21
1.2.1 Punto de fluidez (pour point)	21
1.2.2 Punto de fusión (melting point)	21
1.2.3 Punto de cristalización	22
1.2.4 Punto de gel	22
1.3 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS	22
1.3.1 Temperatura	23
1.3.2 Peso molecular y punto de fusión de la parafina	23
1.3.3 Presión	24
1.3.4 Naturaleza de la solución	24
1.3.5 Agua de formación	25
1.3.6 Proporción relativa de solvente-soluto	25
1.4 MECANISMOS DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS	26
1.4.1 Difusión molecular	27
1.4.2 Dispersión por corte o esfuerzo de cizalla	28

1.4.3 Movimiento Browniano	29
1.5 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS	30
1.6 ASFALTENOS	31
1.6.1 Agregación y depositación de asfaltenos	33
1.6.2 Mecanismos de depositación	35
1.6.2.1 Efectos de la polidispersidad	36
1.6.2.2 Efecto estérico coloidal	36
1.6.2.3 Efecto de agregación	37
1.6.2.4 Efecto electrocinético	38
1.7 MODELOS DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS	39
1.7.1 Modelos de solubilidad	40
1.7.2 Modelos de sólidos	40
1.7.3 Modelo termodinámico coloidal	40
1.7.4 Modelo termodinámico de modelización	41
1.8 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACION DE ASFALTENOS .	41
1.8.1 Factores termodinámicos	42
1.8.1.1 Efectos de la temperatura	42
1.8.1.2 Efectos de la presión	42
1.8.2 Factores Químicos	42
1.8.3 Factores Eléctricos	43

1.8.4 Factores Mecánicos	44
1.8.5 Otros Factores	44
1.9 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS	44
1.10 PRECIPITACIÓN CONJUNTA DE PARAFINAS Y ASFALTENOS	45
2. DAÑO A LA FORMACIÓN	46
2.1 GENERALIDADES	46
2.1.1 Daño en el medio poroso	49
2.2 DAÑO A LA FORMACIÓN POR DEPÓSITOS ORGÁNICOS	52
2.3 DAÑO A LA FORMACIÓN POR PARAFINAS	52
2.3.1 Generalidades	52
2.3.2 Mecanismos de conducción de daño a la formación por parafinas	53
2.3.3 Causas de daño a la formación por parafinas	54
2.3.4 Fuentes de daño a la formación por precipitación de parafinas	55
2.4 DAÑO A LA FORMACION POR ASFALTENOS	57
2.4.1 Mecanismos y causas de daño a la formación por asfaltenos	57
3. DETERMINACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN DEL CAMPO COLORADO	60
3.1 GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO	60
3.1.1 Localización	60
3.1.2 Reseña histórica del Campo Colorado	61
3.2 PROBLEMAS DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO	65

3.2.1 Características generales del yacimiento	65
3.2.2 Caracterización de fluidos Colorado-25	68
3.2.3 Pronóstico de precipitación de parafinas en el Campo Colorado	70
3.3 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EL DAÑO A LA FORMACIÓN	71
3.3.1 Selección muestras	71
3.3.2 Preparación de las muestras	73
3.3.3 Descripción litológica de las muestras seleccionadas	76
3.3.4 Restauración de la mojabilidad	76
3.4. DISEÑO EXPERIMENTAL PRUEBAS DE LABORATORIO	83
3.4.1 Diseño experimental evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos campo colorado	87
4. EVALUACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN POR PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS Y ASFÁLTENOS EN EL CAMPO COLORADO	93
4.1 EVALUACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN EN ARENAS B DEL CAMPO COLORADO	93
4.2 CÁLCULOS Y RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO	100
4.3 METODOLOGÍA USADA PARA EVALUAR EL DAÑO A LA FORMACIÓN POR PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS Y ASFÁLTENOS MEDIANTE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO	106
CONCLUSIONES	107
RECOMENDACIONES	108
BIBLIOGRAFÍA	109

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Solubilidad de la parafina.....	26
Figura 2. Depositación de parafinas por difusión molecular.....	28
Figura 3. Depositación de parafinas por corte.....	29
Figura 4. Depositación de parafinas por movimiento Browniano.....	30
Figura 5. Fenómeno de Agregación de Asfaltenos.....	34
Figura 6. Composición del petróleo a nivel microscópico.....	36
Figura 7. Fenómeno estérico coloidal debido al incremento en la concentración de Parafinas.....	37
Figura 8. Migración de resinas de la superficie de los asfaltenos.....	38
Figura 9. Floculación y precipitación de asfaltenos.....	38
Figura 10. Depositación electrocinética.....	39
Figura 11. Daño a la formación en un yacimiento.....	46
Figura 12. Daño positivo en la formación.....	47
Figura 13. Espacio poroso en la roca.....	49
Figura 14. Cambio de humectabilidad por depósitos de asfaltenos.....	58
Figura 15. Taponamiento de garganta de poros por asfaltenos.....	59
Figura 16. Ubicación geográfica del campo Colorado.....	60
Figura 17. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del VMM.....	61
Figura 18. Mapa Distribución de °API- Campo Colorado.....	64
Figura 19. Delimitación de las condiciones de precipitación de parafinas (Arena B Campo Colorado).....	71
Figura 20. Permemetro de aire, CORELAB.....	74
Figura 21. Porosímetro de Helio, COREPET.....	74
Figura 22. Muestras con mojabilidad restaurada.....	77
Figura 23. Restauración de la mojabilidad.....	78

Figura 24. Sistema para realizar vacío a las muestras.....	79
Figura 25. Permeámetro de líquido, COREPET.....	82
Figura 26. Equipo de desplazamiento, COREPET.....	83
Figura 27. Concentración en peso de Parafinas vs Temperatura de cristalización pozo Colorado 25.....	94
Figura 28. Disolución de la parafina para las pruebas de desplazamiento.....	95
Figura 29. Pruebas preliminares para la disolución de parafinas.....	95
Figura 30. Equipo de desplazamiento (Liquid Flood System), COREPET. Sistema propuesto para los desplazamientos.....	96
Figura 31. Sistema de desplazamiento para evaluar daño a la formación.....	97
Figura 32. Condiciones termodinámicas escogidas para el desarrollo de este proyecto.....	99
Figura 33. Disminución de la permeabilidad.....	104

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Compuestos Orgánicos.....	18
Tabla 2. Composición típica de elementos presentes en las moléculas de asfalteno.....	33
Tabla 3. Valores de daño a la Formación.....	48
Tabla 4. Clasificación de los procesos internos en el medio poroso.....	51
Tabla 5. Causas de daño a la formación por depositación de parafinas.....	55
Tabla 6. Datos Básicos del Yacimiento (Formación Mugrosa).....	67
Tabla 7. Caracterización del crudo del pozo Col-25.....	69
Tabla 8. Índice de inestabilidad coloidal.....	70
Tabla 9. Muestras seleccionadas.....	72
Tabla 10. Permeabilidad y Porosidad de las muestras seleccionadas.....	75
Tabla 11. Densidad del agua de formación del Campo Colorado.....	80
Tabla 12. Permeabilidad Absoluta de las muestras.....	80
Tabla 13. Fluidos con viscosidad similar al crudo Col-25.....	81
Tabla 14. Permeabilidad efectiva del aceite.....	82
Tabla 15. Condiciones de las pruebas de desplazamiento.....	99
Tabla 16. Resultados obtenidos de los desplazamientos.....	103
Tabla 17. Análisis de productividad de las pruebas.....	105

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN POR PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS Y ASFALTENOS EN EL CAMPO COLORADO.¹

AUTORES:

SANDRA DEL PILAR CHAVARRIA GIL, ANGELICA NIÑO SANDOVAL²

PALABRAS CLAVES: *envolvente de precipitación, pruebas de desplazamiento, daño a la formación, índice de productividad, parafinas, asfaltenos, Campo Escuela Colorado.*

La cristalización de parafinas y posiblemente la precipitación de asfaltenos es un problema que ha afectado al Campo Colorado durante su vida productiva. Mediante investigaciones recientes se determinó a nivel experimental la envolvente de precipitación de parafinas del Crudo Col-25 pertenecientes a las arenas B de la formación Mugrosa del Campo Colorado, estudio que dejó caracterizado el estado termodinámico bajo el cual inicia el problema.

Mediante el presente trabajo de investigación se evaluó el daño a la formación a nivel experimental con muestra de crudo muerto del pozo Col-25. Para el desarrollo de este proyecto se realizaron pruebas de desplazamiento en el Laboratorio de Petrofísicos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos en la sede UIS-GUATIGUARA a condiciones termodinámicas, tomando como referencia el umbral de cristalización de las parafinas del campo Colorado. A partir de los datos obtenidos durante los desplazamientos se realizaron cálculos de permeabilidades efectivas con el fin de observar la variación de esta propiedad en cada una de las pruebas, luego se realizó un estimado del daño a la formación a nivel global. Además, se presenta la metodología usada para evaluar el daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos mediante pruebas de laboratorio, como apoyo para futuras investigaciones.

Por último, se analiza la productividad a nivel del medio poroso del plug con el cual se llevó a cabo el desarrollo de estas pruebas.

¹ Proyecto de Grado

² Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Directores: M.Sc. Emiliano Ariza León, M.Sc. Fernando E. Calvete, Ing. Edison García.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE DAMAGE TO THE FORMATION BY PRECIPITATION OF PARAFFINS AND ASPHALTENES OR THE COLORADO FIELD.¹

AUTHORS:

SANDRA DEL PILAR CHAVARRIA GIL, ANGELICA NIÑO SANDOVAL²

KEY WORDS: *envelope of precipitation, displacement tests, damage to the formation, productivity index, paraffins, asphaltenes, Colorado School Field.*

The crystallization of paraffins and possibly the precipitation of asphaltenes is a problem that has affected the Colorado Field during its productive life. Recent research by experimentally determined bound paraffin precipitation of Col-25 Crude belonging to the arenas B of the Mugrosa Formation of the Colorado Field del Campo Colorado, study that left characterized the thermodynamic state under which the problem began.

Through this research was to evaluate the damage of the formation to an experimental level with dead oil of Col-25 well. For the development of this project were tested for displacement in the Petrophysical Laboratory of the School of Petroleum Engineering at the headquarters UIS-Guatiguará at thermodynamic conditions, with reference to the threshold of crystallization of paraffins from the Colorado field. From the data collected during the trips are made effective permeability calculations in order to observe the variation of this property in each of the tests, then made an estimate of damage of the formation to a global level. Additionally, we present the methodology used to assess the damage to the formation by precipitation of paraffin and asphaltene with laboratory tests, such as support for future research.

Finally, we analyze the productivity at a medium level of the plug porous with which it was carried out the development of these tests.

¹ Proyecto de Grado

² Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Directores: M.Sc. Emiliano Ariza León, M.Sc. Fernando E. Calvete, Ing. Edison García.

INTRODUCCIÓN

Una vez inicia la migración de los fluidos de la roca generadora hacia la roca almacén, los cambios termodinámicos (presión, temperatura) y composicionales que se presentan pueden causar problemas de precipitación y depositación de material orgánico (parafinas y asfáltenos) en la formación con posible generación de daño.

Aunque las consecuencias derivadas de la existencia de parafinas y asfaltenos por separado han sido objeto de estudio y análisis desde aproximadamente 80 años, es realmente poco lo que se conoce sobre el efecto mutuo en un mismo crudo. Sin embargo, existen muchas evidencias que en su mayoría, los depósitos de parafinas contienen asfaltenos y viceversa.

En el Campo Colorado el principal problema ha sido la precipitación de parafinas y aún no se ha estudiado a fondo la precipitación de asfáltenos. Evidencia de este fenómeno se observa en el taponamiento de líneas, disminución en la producción y hasta abandono de pozos. La declinación en la producción en los pozos del Campo Colorado es en promedio del 15% anual y se debe principalmente a este problema, el cual, se ha tratado de solucionar mediante trabajos remediales sin haber podido encontrar una solución¹.

Con este trabajo se busca a nivel experimental, estimar el daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos en el campo Colorado. Como aporte adicional, se plantea una metodología sobre el proceso a seguir para determinar el daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos incluyendo el diseño experimental, pruebas de laboratorio y el análisis de los factores recurrentes en este fenómeno.

¹ Ariza León Emiliano. "Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado". Tesis de Maestría. UIS. 2008.

1. GENERALIDADES SOBRE LOS DEPÓSITOS ORGÁNICOS

Los depósitos orgánicos son precipitados de hidrocarburos que se pueden presentar en la región cercana a la cara del pozo, tuberías de producción, líneas de superficie, equipos de superficie y tanques de almacenamiento. La cantidad y tipo de depósitos formados depende de la composición del crudo y las condiciones termodinámicas presentes.

En estado natural el petróleo es una mezcla de compuestos orgánicos de peso molecular y estructura variada. El petróleo está constituido por cuatro grupos o fracciones orgánicos bien definidos: Saturados (S); aromáticos (A), resinas (R), asfáltenos (A); este conjunto es conocido como SARA.

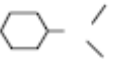
Los saturados (S) son grupos de hidrocarburos no polares, a los cuales pertenecen las **ceras parafinicas o parafinas**, de enlace sencillo denominados alcanos; estos no son afectados por soluciones de álcalis, ácidos ni agente oxidantes a temperatura ambiente. **Las parafinas** son depósitos orgánicos que se cristalizan por enfriamiento; esto puede ocurrir en el yacimiento, en el subsuelo o en superficie. La formula general de los alcanos es C_nH_{2n+2} .

Los aromáticos (A) son hidrocarburos que contienen uno o más estructuras de anillos similares al benceno; son denominados solventes universales y no causan problemas de precipitación, al contrario contribuyen a la solubilidad del crudo para mantener las demás fracciones en solución o suspensión.

Las resinas (R) pertenecen a aquella fracción del crudo que es soluble en n-heptano y solventes aromáticos a temperatura ambiente; son oscuras, semisólidas, muy adhesivas, de peso molecular alto. Las resinas tienen una estrecha relación con los asfáltenos debido a que el comportamiento de estos depende mucho de su presencia a causa de que son moléculas de alta polaridad que también actúan como agentes estabilizantes por neutralización de la carga.

Los asfaltenos (A) son agregados de anillos aromáticos condensados que contienen cantidades significativas de nitrógeno, oxígeno, azufre y metales como níquel, vanadio etc. que se encuentran asociados con el nitrógeno en arreglos irregulares. No son solubles en el crudo pero permanecen en suspensión como coloides (partículas de mayor tamaño de 1 micra) a condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Son menos migratorios que el petróleo por eso están en menor abundancia que en otros HC (por ejemplo los bitúmenes) no degradados; la razón es que son los extremos más polares del keroseno y se adsorben en la roca antes de que el petróleo migre hacia las trampas sedimentarias. En la tabla 1 se presenta la estructura molecular y los puntos de fusión y ebullición de estos depósitos orgánicos.

Tabla 1. Compuestos Orgánicos.

DEPÓSITO ORGÁNICO	FORMULA EMPÍRICA	FORMULA ESTRUCTURAL	PUNTO DE FUSIÓN °F	PUNTO DE EBULLICIÓN
Parafina Normal	C ₂₆ H ₅₄	nC ₂₆	133.2	401.2
Parafina Ramificada	C ₂₆ H ₅₄		69.4	383
Naftenos	C ₂₆ H ₅₂		118.2	413.6
	C ₂₆ H ₄₈		94.1	418.1
Aromáticos	C ₂₆ H ₄₆		108.1	413.6
	C ₂₆ H ₄₆		61.5	384.8
Asfáltenos y Resinas	C ₂₄ H ₂₆			
	C ₂₂ H ₂₂ S			

Fuente: Studies of the Mechanism of Paraffin Deposition and Its Control. D.A.SOC SPE 384G

1.1 PARAFINAS

Las parafinas constituyen la clase más simple de los compuestos orgánicos, 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 (metano, etano, propano y butano), del pentano (C₅) al hexano (C₁₆) son líquidos y de ahí en adelante semi-sólido y sólido. A medida que aumenta el número de átomos de carbono en la molécula, aumenta el peso molecular, la densidad y el punto de ebullición. Generalmente se encuentran mezclados con otros compuestos orgánicos e inorgánicos. Los depósitos de parafina no son solubles en muchos crudos y son inertes al ataque de ácidos, bases y agentes oxidantes, de ahí su nombre parafina que proviene del latín *para + affinis*, que significa “poca afinidad”.

Las parafinas normales son cadenas de hidrocarburos saturados, formados principalmente por cadenas entre C₁₈ y C₆₀₊ con temperaturas de fusión de 64°F a 211 °F. Los depósitos de parafinas están acompañados de resinas, material asfáltico, arena, escamas y en ocasiones agua. Ellas son de naturaleza cristalina y precipitan del crudo por debajo de su punto de cristalización. Las parafinas son moléculas apolares, cuya interacción se debe a fuerzas de Vander Waals.

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 que el n-decano.

Por otra parte el petróleo parafínico son hidrocarburos de color claro, fluidos y de baja densidad (0,75 a 0,85 g/ml); reológicamente el comportamiento de este petróleo usualmente es pseudoplástico. De estos se extrae gran cantidad de gasolina, queroseno y aceites lubricantes.

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

1.1.1 Ceras macrocristalinas

Las ceras parafínicas o parafinas constituyen entre el 40 y el 60 % de los depósitos parafínicos procedentes del crudo. Se consideran compuestos de cadena lineal comprendidas entre el C_{18} y C_{36} . Los cristales formados son conocidos como macrocristales. Cuando este tipo de parafinas se depositan en el yacimiento generan un tipo de daño a la formación por aumento de la viscosidad debido a la presencia de grandes cristales que se aglomeran hasta formar el depósito.

1.1.2 Ceras microcristalinas

Las ceras microcristalinas constituyen menos del 15% del depósito, comprendiendo aquellos con contenido de hidrocarburos entre el C_{30} hasta C_{60} , variando su peso molecular entre el 450 y 800. Están formadas por compuestos de cadena lineal con ramificaciones y grupos cíclicos de forma aleatoria a lo largo de la cadena principal. La estructura cristalina es pequeña e irregular por lo que tienden a permanecer dispersos en el fluido. Cuando este tipo de cristales se deposita en el yacimiento genera daño a la formación principalmente por reducción de la permeabilidad debido a la tendencia que tienen los pequeños cristales a adherirse a la superficie del poro.

1.2 PROPIEDADES DE LAS PARAFINAS

Los puntos de ebullición y fluidez en las parafinas y en general los alcanos aumentan con el peso molecular. Las propiedades más importantes que se deben

tener en cuenta en el momento de escoger algún tipo de tratamiento para la inhibición o control de precipitación de parafinas son el punto de nube o cristalización y el punto de fluidez. Estos dos puntos dependen de la temperatura de saturación de sus componentes y de la tasa de enfriamiento a la que se somete la mezcla de hidrocarburo.

1.2.1 Punto de fluidez (pour point)

Es la más baja temperatura a la cual el petróleo fluirá bajo condiciones normales debido al aumento de la viscosidad producto de la parafina precipitada a medida que se enfría.

El carácter de la cristalización de las parafinas al enfriarse, depende de la velocidad de la formación de los núcleos de cristalización y del crecimiento de los mismos. Cuanto más baja sea la temperatura, mayor será la velocidad de la formación de los núcleos de los cristales pero menor la velocidad del crecimiento de los mismos. Por eso, algunas veces a temperaturas relativamente altas se forma un pequeño número de cristales grandes y a baja temperatura gran cantidad de cristales pequeños.

1.2.2 Punto de fusión (melting point)

Es la temperatura a la cual una sustancia pura sólida se funde o se convierte en líquido. Para una sustancia pura el punto de fusión y de cristalización o de nube son iguales, pero para una mezcla son ligeramente diferentes, en el caso de las parafinas se utiliza el punto de cristalización.

1.2.3 Punto de cristalización

Es la temperatura a la cual se forma el primer cristal de soluto a presión determinada; cuando la presión es atmosférica se denomina punto de nube (cloud point). El punto de cristalización para cada crudo depende de la temperatura de

saturación de sus componentes y de la tasa de enfriamiento a la que se somete la mezcla de hidrocarburos. Es importante resaltar que para estudio de daño a la formación la medición del punto de cristalización se debe realizar en crudos vivos.

1.2.4 Punto de Gel

Es la temperatura a la cual se inicia la formación de una red cristalina, cuando el fluido esta en reposo y se enfría por debajo del punto de fluidez.

1.3 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS

En el proceso de producción, los hidrocarburos experimentan una serie de fenómenos fisicoquímicos y termodinámicos complejos debido a los cambios en las condiciones de operación. Estas alteraciones generan cambios de fase (paso de liquido a sólido y a gas), con las correspondientes segregación y depositación de sus partículas (parafinas, asfáltenos y resinas) causando obstrucción del flujo y 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 impedir los métodos de control de depositación de parafinas para asegurar el flujo hasta superficie.

1.3.1 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 nube o cristalización, punto de gel, punto de fluidez y temperatura de fusión. Los cambios de temperatura se pueden dar por:

- Liberación del 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 de la temperatura por intrusión de agua u otro por temperaturas externas bajas (en cabeza de pozo).

1.3.2 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 parafinas 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.

1.3.3 Presión

La precipitación de parafinas es a menudo estudiada para crudos muertos, pero el efecto de presión y la composición del crudo no son muy claros. 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 moleculares no similares, causando incremento en el punto de cristalización. Benavides, Barrufet y Saint Marcoux² 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 presión es específico para cada fluido, por lo cual se debe hacer 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.

1.3.4 Naturaleza de la solución

Cuando se hace referencia a la naturaleza de la solución se relaciona a la composición física y química de esta, en este caso del crudo. La composición física indica la cantidad de materiales tales como agua, gas, resinas, metales, productos de corrosión, material asfáltico coloidal, arenas finas, sales entre otros que actúan como centros de nucleación de los pequeños cristales de parafina suspendidos en el crudo, convirtiéndolas en partículas mas grandes que tienden a separarse mas fácilmente del crudo. Los experimentos muestran que si la composición físico-química de la solución tiende a ser más liviana (ósea existe una disminución del peso molecular), se disminuye el punto de cristalización, lo cual es conveniente para el flujo de los hidrocarburos.

² 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.

Habitualmente los crudos que contienen ceras parafinicas por encima del punto de cristalización tienen un comportamiento newtoniano, a temperaturas entre el punto de cristalización y el de fluidez, muestran un comportamiento pseudoplástico y por debajo del punto de fluidez el comportamiento es pseudoplástico pero con esfuerzo inicial.

1.3.5 Agua de formación

Por ser inmiscibles en el crudo, el agua no afecta la solubilidad de la parafina. Aunque se ha comprobado que en casos con problemas de depositación de parafina, es común lograr la eliminación del problema, cuando el pozo comienza a producir una cantidad de agua importante. Aunque el agua ayuda a prevenir la acumulación de parafina en algunos pozos no se debería tener en cuenta como medida correctiva para prevenir las depositaciones de parafina debido a algunas dificultades presentes en la producción de agua con petróleo.

1.3.6 Proporción relativa de solvente-soluto

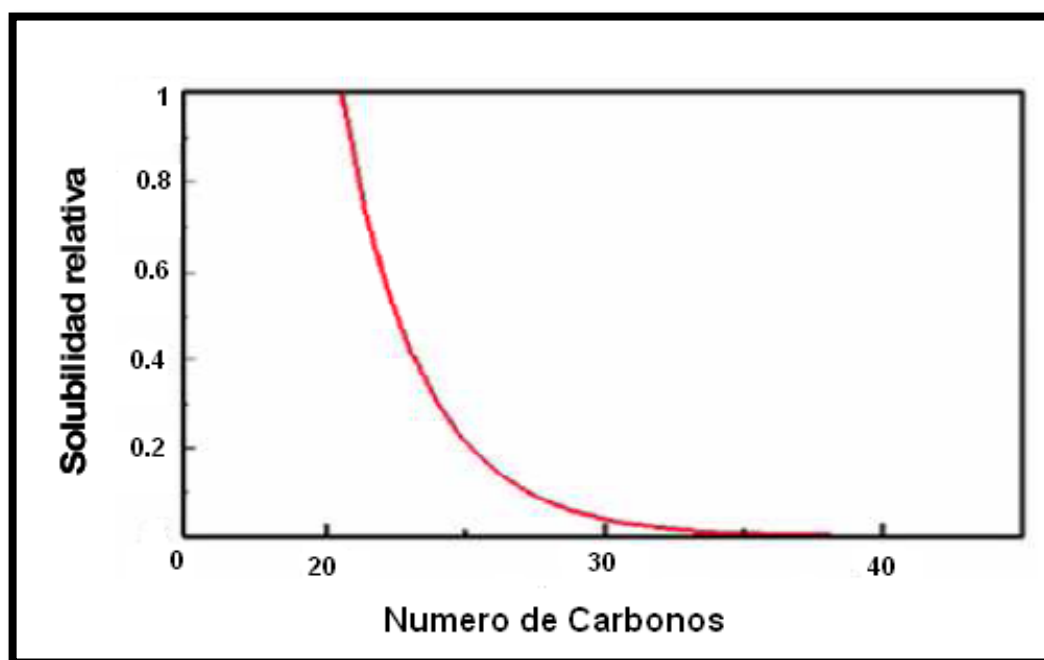
Si la concentración de soluto en la solución se incrementa, el punto de cristalización también. El soluto es la parafina que se precipita, se cristaliza y forma una fase sólida y el solvente son los demás componentes del crudo que no cristalizan.

Si hay presencia de gas este actúa como solvente y en el crudo disminuye el punto de cristalización, también el gas libre reduce el esfuerzo de gel del crudo muerto, debido a que crea una barrera que ayuda a evitar la atracción entre moléculas durante la etapa de cristalización de la parafina. Al igual, 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 restaurado³. Los parámetros que afectan la solubilidad de las parafinas en el crudo son la temperatura, la presión y

³ RAI R.; SARKAR B and KEPT Dalal. Multiphase Transportation of High Waxy Crudes. SPE 27061. 1995.

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 C_{40} en un crudo disminuyó en más de dos órdenes de magnitud cuando la temperatura pasó de 50 °C a 20 °C. En la Figura 1 se muestra la solubilidad relativa de la parafina en función del número de carbonos.

Figura 1. Solubilidad de la parafina



Fuente: Tomada de Recent advances in wax deposition Modeling. Barker Petrolite. February, 2006.

1.4 MECANISMOS DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS

En los yacimientos en los que la temperatura está por encima del punto de cristalización, el punto crítico en donde puede iniciarse 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 también en las instalaciones de tratamiento y almacenaje del crudo, no existen muchas publicaciones de estudios referentes a la depositación de ceras a nivel de yacimiento.

La cristalización de las parafinas a nivel de yacimiento puede ser el resultado del enfriamiento que ocurre durante la migración del petróleo entre el yacimiento y el wellbore o por la pérdida de livianos (expansión adiabática); además cualquier enfriamiento del yacimiento (fractura hidráulica, inyección de agua o tratamiento de formación) en el cual la temperatura del yacimiento no se restablezca en forma mas o menos inmediata puede hacer que alcance la WAT (Wax Aparition Temperature) y precipiten ceras.

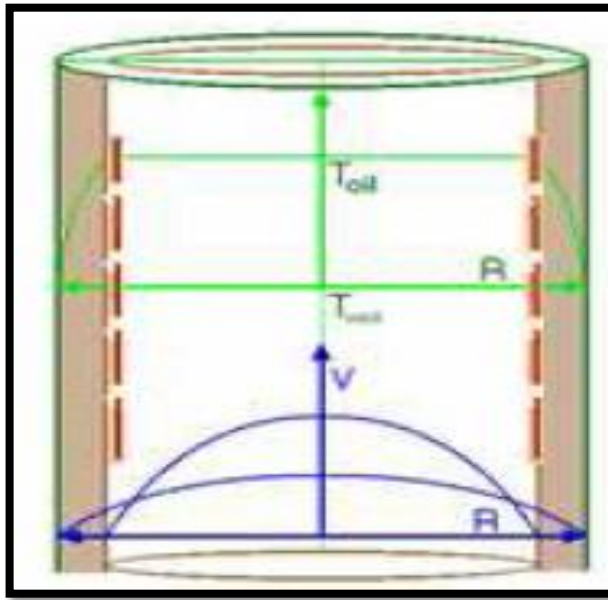
La depositación de parafinas ocurre debido a fuerzas o mecanismos entre los cuales están la difusión molecular, corte y movimiento Browniano. A medida que el crudo se enfría, un gradiente de concentración conlleva al transporte y depositación de las parafinas sobre la superficie por difusión molecular. Los cristales de parafina que previamente se han depositado son transportados lateralmente por difusión Browniana y dispersión por corte⁴.

1.4.1 Difusión molecular

Es el mecanismo que predomina mientras el crudo está por encima del punto de cristalización. Esto se presenta con mayor énfasis dentro de la tubería de producción debido al cambio de temperatura que presenta el crudo a medida que asciende por la misma; sometiéndose a una transferencia de calor con las paredes de la tubería (región flujo laminar) que forma un perfil de temperatura (Figura 2) en el cual cuando la temperatura disminuye y alcanza la temperatura de equilibrio entre la fase sólida y líquida, comienzan a precipitarse los cristales de parafina formando partículas sólidas que dan lugar a la difusión.

⁴ MONGER T.G, TACKETT J.E. Comparisons of cloud Point Measurment and paraffin Prediction Methods. SPE Prod. And Facilities Vol. 14, No 1 February 1999.

Figura 2. Depositación de parafinas por difusión molecular



Fuente: Modificada por Ariza León Emiliano. Tesis de Maestria.2008 de paraffin/ wax and waxy crude oil.

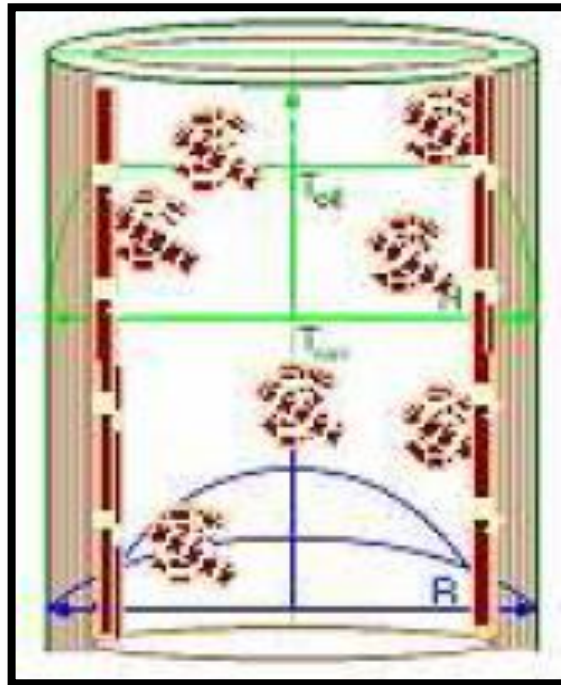
1.4.2 Dispersión por corte o esfuerzo de cizalla

El movimiento de pequeñas partículas suspendidas en un fluido en flujo laminar, tiende a seguir la dirección del fluido que las rodea y a una velocidad media. Este movimiento ejerce una fuerza de arrastre sobre la capa próxima. Debido a la viscosidad del fluido. La dispersión por esfuerzos de corte se presenta cuando grandes concentraciones de partículas, producen múltiples colisiones entre si, originando un transporte lateral neto y por consiguiente una dispersión de las partículas.

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 3).

En el yacimiento el depósito se produce por la disminución natural de la presión de la presión y la pérdida de solubilidad de los componentes livianos en el crudo. Dependiendo del tamaño de los cristales formados, se depositará sobre la superficie del poro, o continuarán suspendidas en el crudo, con un aumento en la viscosidad.

Figura 3. Depositación de parafinas por corte

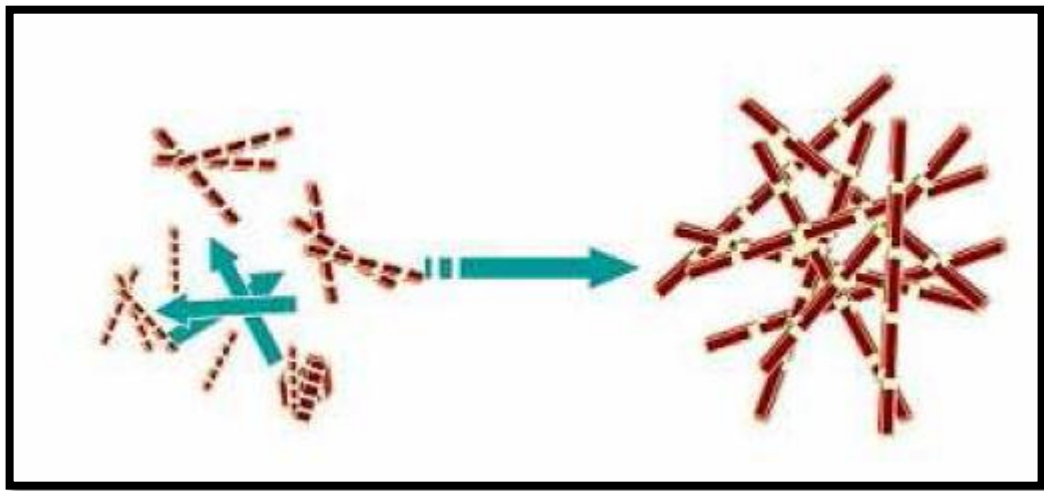


Fuente: Modificada por Ariza León Emiliano. Tesis de Maestria.2008 de paraffin/ wax and waxy crude oil.

1.4.3 Movimiento Browniano

Cuando comienzan a precipitarse los cristales de parafina, se genera un transporte lateral de estas partículas. Dependiendo de la velocidad de enfriamiento y la velocidad de flujo, se forman pequeños cristales de determinada forma, que se desplazan de al azar y forman depósitos que presentan un grado de consistencia específico. (Figura 4)

Figura 4. Depositación de parafinas por movimiento Browniano



Fuente: <http://tigger.uic.edu/wax.and.waxy.crude>

1.5 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA DEPOSITACION DE PARAFINAS

Son numerosos los problemas que causa la precipitación de parafinas⁵, como:

- Si se presenta precipitación en el yacimiento, es factible que pueda ocurrir depositación causando punteo y bloqueo e incidir en el daño a la formación.
- Reducción de la producción de hidrocarburos por obstrucción del área de flujo dentro de la tubería de producción y en la superficie.
- Se requiere contar con personal especializado para investigación y manejo del problema.
- Cambios en las características reológicas del crudo.
- Requerimientos de potencia extra para asegurar el flujo de los fluidos.
- Falla en equipos de subsuelo y superficie.
- Cierre de los pozos.
- Incremento en el mantenimiento de los equipos.

⁵ MISRA Sanjay, BARUAN Simanta and SINGh Kulwant. Paraffin Problems in crude Oil Production and transportation: A Review. SPE, February 1995.

- Aumento en los costos de prevención y tratamiento del problema.

1.6 ASFALTENOS

Los asfaltenos son compuestos cuya estructura esta compuesta por anillos policíclicos y aromáticos condensados con cadenas laterales; son polares debido a la presencia de oxígeno, sulfuro, nitrógeno y metales, insoluble en solventes alifáticos de bajo peso molecular, como n-pentano y n-heptano, pero solubles en tolueno.

Ferworn definió el término asfalteno como aquellos sólidos depositados de un crudo debido la adición de un exceso de n-pentano. Otra definición considera que los asfaltenos son moléculas planas, poli-aromáticas y poli-cíclicas que contienen heteroátomos y metales, que existen en un estado de agregación en suspensión y están rodeados y estabilizados por resinas (agentes peptizantes); no son puros, ni son moléculas idénticas, se sabe que tienen una carga eléctrica, y se piensa que están poli-dispersos.

Si se hace referencia a la definición de asfáltenos en cuanto a su solubilidad y no como una clase química, se observa un gran obstáculo en su estudio mas que los componentes livianos como los saturados y aromáticos.

En cuanto a la composición química de los asfaltenos se puede decir que son compuestos poli-dispersos en grupos funcionales, peso molecular y estructura. El contenido de compuestos aromáticos está entre 40-60%. Un alto porcentaje de los anillos aromáticos están conectados en la estructura intermolecular, y por esta razón las moléculas de asfáltenos presentan formas aplanadas.

La determinación de la estructura molecular de los asfaltenos se realiza mediante diversas técnicas analíticas, entre las mas importantes se tienen

espectrofotometría de infrarrojo, resonancia magnética nuclear y la difracción de rayos X, se han utilizado para determinar los detalles químicos de los heteroátomos, determinación de grupos funcionales, y tipos de carbonos e hidrogeno en los asfáltenos.

Los heteroátomos mayormente encontrados en asfaltenos de diferentes crudos son azufres (S), nitrógeno (N) y oxígeno(O); el alto contenido de estos permite establecer ciertas similitudes entre los asfáltenos y el keroseno (producto de la degradación de la materia orgánica por microorganismos) hasta el punto de que una de las hipótesis que intentan explicar el origen de los asfaltenos los presentan como un estado de maduración intermedio entre el keroseno y los hidrocarburos livianos⁶.

El nitrógeno se encuentra más como parte de los conjuntos aromáticos, mientras que el oxígeno y el azufre forman puentes entre ellos en una estructura cíclica o lineal. El azufre existe predominantemente como heterocíclicos teofénicos (típicamente de 65-85%) con el resto en grupos sulfhídricos. El nitrógeno se relaciona con los grupos pirrólicos, piridínicos y quinólicos, siendo el grupo dominante el pirrólico. Los grupos relacionados con el oxígeno son hidroxílico, carbonilo, carboxílico y éter⁷.

La estructura de las moléculas de asfáltenos muestra que son hidrocarburos con partes relativamente polares dadas por los anillos aromáticos y los grupos funcionales y partes apolares constituidas por las cadenas alifáticas; lo cual permite presentar una dualidad polar apolar dándole propiedades interfaciales; por su carácter aromático son solubles en benceno, tolueno, xileno pero insolubles en petróleo parafínico.

⁶ DÁVILA, A. "Floculación de los asfaltenos". Tesis de pregrado Laboratorio FIRP (1997).

⁷ DÁVILA, A. "Floculación de Asfaltenos Parte III". Tesis de Pregrado. Universidad de Los Andes. 1997.

En la tabla 2 se presenta la composición típica de los elementos presentes en las moléculas de asfálteno.

Tabla 2. Composición típica de elementos presentes en las moléculas de asfálteno

Elemento (% peso)	Rango	Valores típicos
Carbón	78-90	82-84
Hidrogeno	6.1-10.3	6.5-7.5
Nitrógeno	0.5-3	1.0-2.0
Azufre	1.9-10.8	2.0-6.0
Oxigeno	0.7-6.6	0.8-2.0
Vanadio (ppm)	0-1200	100-300
H/C	0.8-1.5	1.0-1.2

Fuente: Nalco/Exxon Energy Chemical, L.P. February, 1998.

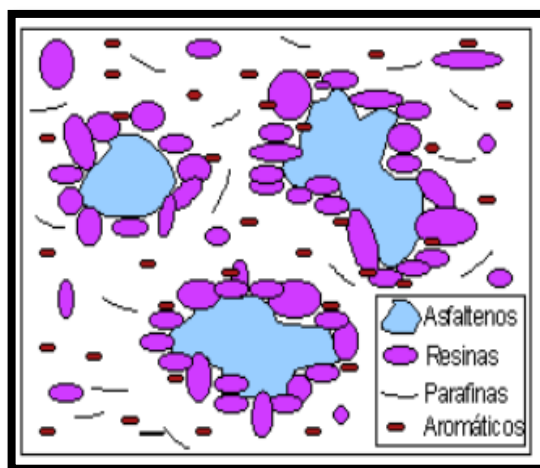
Por otra parte el petróleo asfáltico o nafténico es de color negro, viscoso y de elevada densidad (0,95 g/ml). De este tipo de crudo se extrae poca gasolina y aceite combustible (fuel oil), quedando gran cantidad de residuo asfáltico. Tienen un contenido mayor al 40% de hidrocarburos del tipo ciclo parafínico más conocidos como nafténicos o asfálténicos, se denominan así porque de su residuo al vacío se obtienen los asfaltenos comerciales.

1.6.1 Agregación y depositación de asfaltenos

Mientras que la depositación de las parafinas se debe principalmente a fenómenos de enfriamiento, la depositación de asfaltenos se debe a una variedad de causas más difíciles de simular; se supone que los asfaltenos, considerados como la fracción pesada del crudo, se encuentran en suspensión coloidal en el petróleo, debido a que la superficie de las partículas asfálténicas, dispersas en una fase

continua como es el aceite, se encuentra totalmente rodeada de resinas en forma micelar.

Figura 5. Fenómeno de Agregación de Asfaltenos. Asfaltenos en estado coloidal, peptizados por resinas.



Fuente: Eslava G., “Análisis de la Fractalidad de Agregados Asfalténicos Vía Simulación por Computadora en Ambientes Paralelos”. Tesis de maestría, Instituto Politécnico Nacional, pp. 10–20, México, 2000.

Tales asfaltenos se difunden en el crudo siguiendo un movimiento aleatorio conocido como movimiento Browniano (figura 5). Las resinas son las responsables de mantener separados a los asfaltenos al sistema en estabilidad, debido a que la fuerza de repulsión electroestática es mayor que la fuerza de atracción de van der Waals.

Con base en la numerosa información experimental se ha propuesto que el proceso de precipitación de los asfaltenos (proceso en el que las partículas individuales o grupos de partículas se adhieren a otras partículas de asfaltenos o grupos, haciendo que los agregados crezcan) puede ser descrito como un proceso de varias etapas; conforme a este proceso de agregación transcurre en el tiempo, el número de partículas individuales y depósitos asfalténicos disminuye, debido a que se juntan para formar agregados más grandes y pesados. Además, elementos

externos, como la gravedad, adsorción, etc., ocasionan que las partículas y agregados asfálticos tiendan a precipitarse hacia el fondo y a pegarse a las paredes de las tuberías.

Los parámetros que rigen la agregación de asfaltenos son la composición del petróleo, la temperatura y la presión en la se encuentra el crudo. La variación de alguno de estos parámetros provocara la inestabilidad del sistema, a lo cual conllevara a la agregación de asfáltenos y dará lugar a la formación de un material insoluble en el crudo líquido.

La composición del crudo se refiere a las características y concentración de asfaltenos y resinas, a la naturaleza de los componentes y de la cantidad del petróleo. Cuando la temperatura del crudo disminuye la solubilidad de los componentes del petróleo, sin considerar a los asfáltenos, también disminuye. Por consiguiente algunas micelas resina-asfáltenos se desestabilizan y se agregan entre ellas formando grandes depósitos.

Bajo condiciones isotérmicas, la disminución de la presión del crudo se asocia con la disminución de la solubilidad. La separación promedio entre las moléculas de la fase líquida y la micelas de resina-asfáltenos es mayor en densidades bajas, resultando interacciones menos atractivas. El efecto de energía libre de Gibbs es tal que algunas micelas de resinas-asfálteno, que inicialmente se difunden en el espacio de manera independiente, debido a las altas densidades y presiones, se agregan formando grandes cúmulos al disminuir la presión y densidad⁸.

1.6.2 Mecanismos de depositación

En general la depositación de asfaltenos se puede explicar con base en cuatro efectos (mecanismos), efecto de la polidispersidad, efecto esférico coloidal, efecto

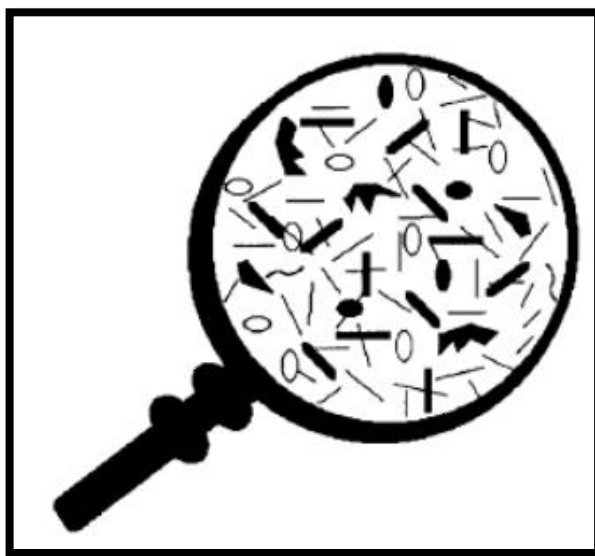
⁸ Eslava G., “Análisis de la Fractalidad de Agregados Asfálticos Vía Simulación por Computadora en Ambientes Paralelos”. Tesis de maestría, Instituto Politécnico Nacional, pp. 10 – 20, México, 2000.

de agregación y efecto electrocinético⁹. Uno o más de estos mecanismos puede describir la deposición de asfaltenos durante los procesos de producción, transporte ó procesamiento de crudo.

1.6.2.1 Efectos de la polidispersidad

El grado de dispersión de las fracciones pesadas en el crudo depende de la composición química del petróleo. La relación moléculas polares/ moléculas no polares y partículas presentes (figura 6) son los factores responsables de la estabilidad de la polidispersión presentes en la matriz del crudo; cualquier alteración presente en la matriz del crudo, que altere el balance de los factores mencionados dará origen a la deposición de fracciones pesadas.

Figura 6. Composición del petróleo a nivel microscópico.



Fuente: Mansoori A., *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 17 (2001), 101.

⁹ Mansoori A. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 17 (2001), 101.

1.6.2.2 Efecto estérico coloidal.

Es conocido que algunos de los componentes del petróleo, especialmente los asfaltenos, tienen una fuerte tendencia a la auto asociación. Un incremento en el contenido de parafinas permite que una parte de los asfaltenos presente en el crudo formen coloides, que se separan de la fase aceite en forma de agregados, en tanto que otra parte permanezca suspendida estabilizada por agentes peptizantes como resinas, que se adsorben en su superficie y evitan la agregación (figura 7).

La estabilidad de los coloides esféricos se debe a la concentración de agentes peptizantes en solución, la fracción superficial de los agregados ocupada por el agente peptizantes y las condiciones de equilibrio en solución entre éste y los agregados asfálténicos.

Figura 7. Fenómeno estérico coloidal debido al incremento en la concentración de parafinas



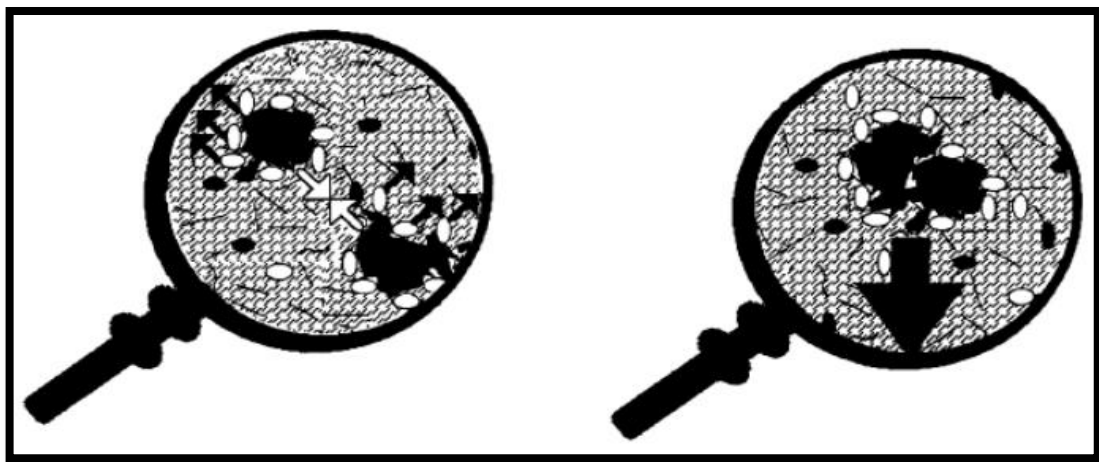
Fuente: Mansoori A., *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 17 (2001), 102.

1.6.2.3 Efecto de agregación

Una variación en la concentración de agente peptizante (como las resinas) origina también un cambio en la cantidad que se absorbe de este en la superficie de los asfaltenos. La concentración de las resinas puede caer a tal punto que la cantidad presente no sea suficiente para cubrir toda la superficie de los asfaltenos, esto permite la agregación irreversible de partículas asfálticas y su posterior floculación. En la figura 8 se presenta la migración de resinas de la superficie de los asfaltenos debido a la diferencia del potencial químico entre el seno del crudo y la superficie de las partículas y la figura 9 presenta la floculación y precipitación de asfaltenos.

Figura 8. Migración de resinas de la superficie de los asfaltenos debido a la diferencia del potencial químico entre el seno del crudo y la superficie de las partículas.

Figura 9. Floculación y precipitación de asfaltenos.



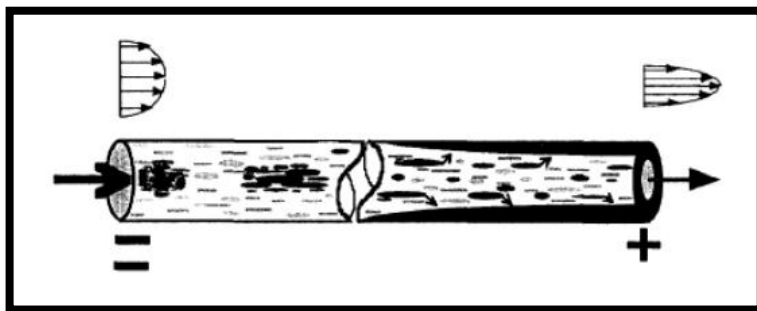
Fuente: Mansoori A., *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 17 (2001), 104.

1.6.2.4 Efecto electrocinético.

Cuando el crudo circula por un determinado conducto (medio poroso, tuberías), se genera una diferencia de potencial eléctrico debido al movimiento de partículas

coloidales cargadas (figura 10). Esto constituye un factor determinante en la depositación de asfáltenos.

Figura 10. Depositación electrocinética.



Fuente: Mansoori A., *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 17 (2001), 105.

Los factores que afectan este efecto son el eléctrico, térmico y las características de mojabilidad del conducto, régimen de flujo, temperatura, presión, propiedades de transporte del crudo y características de las partículas coloidales.

1.7 MODELOS DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

Constituyen una herramienta matemática que relaciona los parámetros fisicoquímicos de un sistema asfaltenos- solvente (medio de dispersión o solubilización) con los mecanismos intermoleculares que dan origen a la concentración y posteriormente a la precipitación.

Estos modelos se pueden dividir en cuatro grupos; modelos de solubilidad, modelos de sólido, modelos termodinámico coloidal y modelo termodinámico de micelización¹⁰.

¹⁰ Qin X., Wan P. Sepehrnoori K. Pope G., *Ind. Eng. Chem.Res.* 39 (2000), 2644.

1.7.1 Modelos de solubilidad.

Se basan en la teoría de Flory-Huggins y describen la estabilidad de los asfáltenos en términos del equilibrio reversible en la solución.

En primer lugar, el equilibrio líquido-vapor modela las propiedades de la fase líquida; entonces el equilibrio líquido-pseudolíquido es descrito suponiendo que la precipitación de los asfáltenos no afecta el equilibrio líquido-vapor.

El comportamiento de la fase asfalteno se puede describir con modelos de precipitación basados en ecuaciones de estado como la de Soave, y en la termodinámica de los polímeros en solución, o en modelos que combinan estas alternativas.

1.7.2 Modelos de sólidos.

Estos modelos tratan a los asfáltenos precipitados como un componente simple en fase sólida, mientras que las fases crudo y gas son modeladas con una ecuación de estado cúbica. Este modelo requiere de una gran cantidad de parámetros experimentales.

1.7.3 Modelo termodinámico coloidal.

Se basa en la termodinámica estadística y en la ciencia de los coloides. Supone que los asfáltenos son partículas dispersas en el crudo en suspensión coloidal, estabilizados por resinas adsorbidas en su superficie.

Este modelo se fundamenta en los siguientes métodos:

- Adsorción de las resinas e isoterma de Langmuir.
- Fenómenos electrocinéticos durante la precipitación de los asfáltenos.
- Potencial químico de las resinas y la teoría de polímeros en solución de la termodinámica estadística.

En este modelo, el equilibrio líquido- vapor es modelado por una ecuación de estado cúbica para establecer la composición de la fase líquida (crudo).

1.7.4 Modelo termodinámico de modelización.

En este modelo se asume que las moléculas de asfaltenos forman micelas rodeadas por resinas adsorbidas en la superficie de los agregados. El principio de la minimización de la energía libre de Gibbs es usado para determinar la estructura y concentración de las micelas. Estos métodos permiten calcular el tamaño de las micelas de asfaltenos y arroja una buena aproximación respecto a los datos experimentales.

1.8 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

Existen evidencias firmes de que los cambios de desestabilización de los asfaltenos en el crudo los cuales promueven su precipitación, se deben a alteraciones del balance termodinámico que mantiene a los coloides en solución.

Los principales parámetros que controlan la desestabilización de los asfaltenos son la presión, temperatura y la composición del crudo, por lo que cualquier acción de naturaleza química, eléctrica o mecánica en el proceso de producción que altere dichos parámetros tiende a comprometer la desestabilización, ocasionando la floculación y precipitación de los asfaltenos en el crudo. De esta manera, este fenómeno puede originarse debido a los siguientes factores¹¹.

1.8.1 Factores termodinámicos.

La desestabilización molecular está particularmente influenciada por cambios progresivos en las variables operacionales más importantes dentro del proceso de producción: la presión y la temperatura, los cuales, son generalmente causados

¹¹ SALAGER, J. et al, Energy & Fuels 1999,13, 309-314.

por la interacción del crudo con obstrucción, tales como: válvulas de subsuelo, conexiones entre tuberías, y reductores, etc., que controlan la velocidad del flujo y, en consecuencia, la ocurrencia o no del fenómeno de precipitación.

1.8.1.1 Efectos de la temperatura.

Cuando la temperatura del crudo disminuye la solubilidad de los componentes del petróleo, sin considerar a los asfáltenos, también disminuye. Entonces algunas micelas resinas- asfaltenos se desestabilizan y se agregan entre ellas formando grandes depósitos.

1.8.1.2 Efectos de la Presión.

Bajo condiciones isotérmicas, la disminución de la presión del crudo se relaciona con la disminución de la densidad del flujo y por consiguiente con la disminución de la solubilidad. En general, al disminuir la presión y consecuentemente la densidad, algunas micelas de resina- asfaleno se agregan formando grandes depósitos que pueden llegar a precipitar.

1.8.2 Factores Químicos.

Desde el punto de vista químico, existen diferentes formas a través de los cuales se puede provocar cambios en la composición del crudo, y por consiguiente, la floculación de los asfáltenos. Estas se encuentran asociadas a los casos de contacto del crudo con sustancias no involucradas en el proceso natural de producción. Algunos de los factores externos que más influencia la estabilidad de los asfáltenos son:

- Inyección de dióxido de carbono: El CO_2 como se sabe es utilizado en procesos de recobro mejorado por su efecto positivo en la miscibilidad; sin embargo el CO_2 representa una de las causas mas comunes de floculación de los asfáltenos en pozos productores.

- Inyección de gases ricos: Este desestabiliza a los asfáltenos porque disminuye la proporción de carbonos e hidrógenos.
- Alteración del pH: La alteración del equilibrio de la solución ocasionada por los cambios de pH desencadenan la depositación de los asfáltenos.
- Procesos de estimulación: se ocasiona si el crudo se pone en contacto con aditivos de estimulación incompatibles como el alcohol isopropílico, alcohol metílico acetona e incluso glicol y aquellos procesos de acidificación, puede causar la floculación de los asfáltenos a partir de la solución.
- Mezclas de crudo de diferentes orígenes.

1.8.3 Factores Eléctricos.

Diferentes investigaciones han estudiado el fenómeno de precipitación de asfaltenos a nivel de medios porosos y determinaron que la causa principal era la desestabilización de los asfaltenos por la presencia de un campo eléctrico que se generaba debido al flujo de los fluidos dentro del medio poroso.

Así mismo, demostraron que los asfaltenos poseen una carga eléctrica intrínseca, esta carga ha sido considerada parcialmente como responsable de la estabilidad de la micela asfalteno-resinas según el modelo coloidal. De esta manera las micelas se mantienen estabilizadas, entre otras cosas, debido a la repulsión entre cargas del mismo signo ubicadas sobre los núcleos de las micelas¹².

La generación de un potencial de corriente producido por el flujo a través del medio poroso o la aplicación de un potencial externo suficientemente grande, puede neutralizar las cargas eléctricas y perturbar el balance de fuerzas entre las micelas causando la floculación.

¹² Mario Alayon. Asfaltenos - Ocurrencia y floculación, marzo 2004.

1.8.4 Factores Mecánicos.

Entre estos factores se encuentran los efectos de cizalla por equipos de bombeo de subsuelo, fuerza de fricción, fuerza de impacto entre partículas, etc. Los esfuerzos se asocian a caídas de presión en el fondo del pozo y con el equipo de superficie.

1.8.5 Otros Factores.

Se ha demostrado que cualquier sólido en el crudo (finos de arcillas o minerales, sedimentos y grava) a menudo favorecen los procesos de precipitación de los asfaltenos. Esas pequeñas partículas suspendidas en el crudo pueden servir de sitios de nucleación que promueven la adhesión de los coloides de asfaltenos formándose así grandes cadenas de moléculas o partículas que tienden a precipitar más rápidamente de la solución de crudo. Este efecto ocurre, sobre todo, a nivel de las perforaciones y es más marcado a nivel de la tubería donde las rugosidades internas también representan sitios de nucleación para estos compuestos.

1.9 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS

El fenómeno de precipitación de asfaltenos se manifiesta en mayor o menor grado en prácticamente todas las facetas asociadas a la producción, transporte y procesamiento de petróleo y, en algunos casos, puede constituirse en un verdadero problema ya que puede ocasionar daños a la formación y taponamiento de columnas de separación y desactivación de catalizadores.

1.10 PRECIPITACIÓN CONJUNTA DE PARAFINAS Y ASFÁLTENOS

Todos los petróleos contienen parafinas (alcanos normales, isómeros y cíclicos) dentro de su composición, sin embargo por causas geoquímicas no todos

contienen asfaltenos. Existen sin embargo, sobradas evidencias que en su mayoría, los depósitos de parafinas contienen asfaltenos y viceversa.

Durante la recuperación y el transporte de petróleo los asfaltenos y las parafinas pueden precipitar cuando la estabilidad termodinámica de la solución (coloidal o verdadera respectivamente) resulta alterada por presión, temperatura y composición.

Mc man y Hopkins (1925) observaron que la adhesión depende de la mojabilidad de las superficies, cuando el liquido moja la superficie completamente y se dispersa libremente. Cada líquido moja cada superficie en diferente extensión, es por ello que siempre existe algún grado de adhesión. El ángulo de contacto es una buena medida inversa en la mojabilidad y la adhesión¹³.

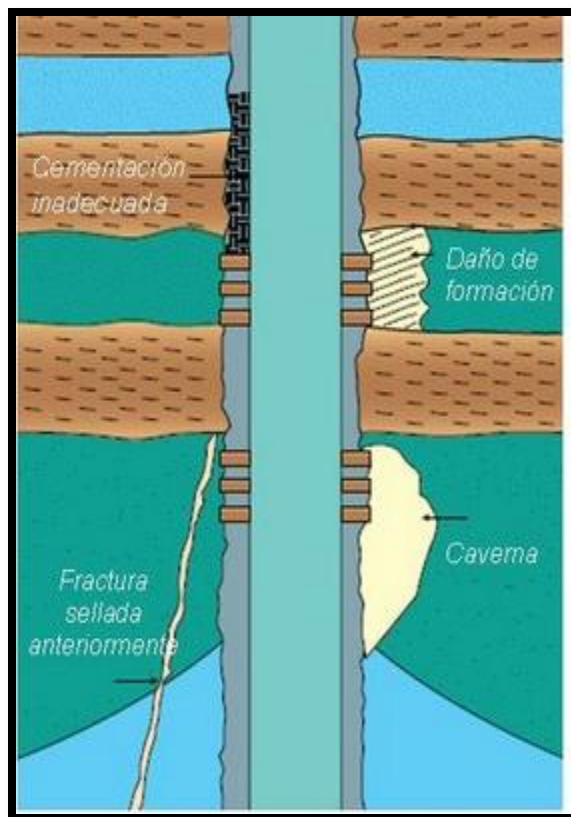
¹³ F.Brent Thomas y D Bennion. "Develompent and evaluation of paraffin technology: Current Satatus". SPE 50561 1999.

2. DAÑO A LA FORMACIÓN

2.1. GENERALIDADES

El daño a la formación se puede definir como la reducción de flujo de un pozo debido a la disminución de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos en el yacimiento, lo cual disminuye significativamente la productividad del pozo y ocasiona una caída de presión adicional en las cercanías del mismo. La obstrucción de los canales de flujo se puede deber a muchos factores tales como invasión de fluidos, incompatibilidad entre fluido, migración de finos y depósitos orgánicos e inorgánicos, entre otros. En la figura 11 se muestra el daño a la formación en un yacimiento.

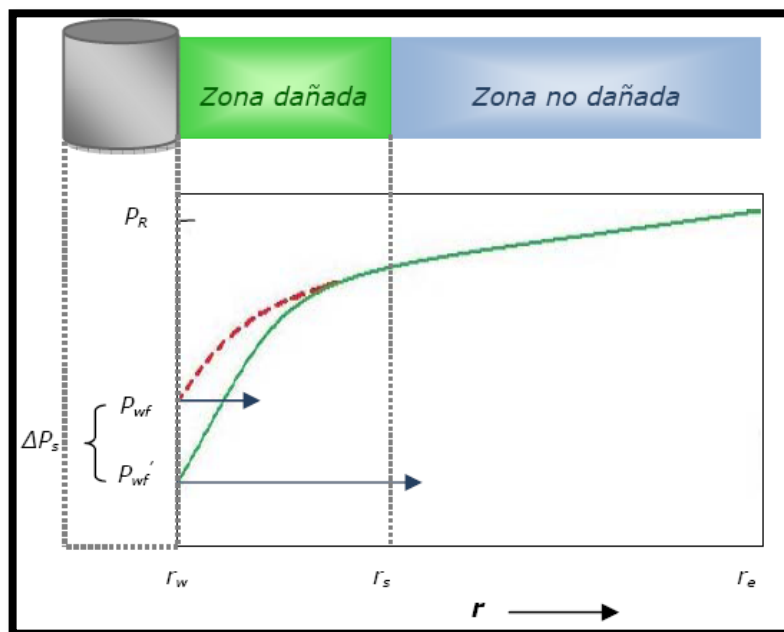
Figura 11. Daño a la formación en un yacimiento



Fuente. Imagen Yacimientos .blogspot.com 2009 05 01.

Bennion¹⁴ investigó y concluyó que el daño a la formación se presenta alrededor del pozo y su radio de invasión depende de las características de la formación. El radio de daño, es la distancia medida desde el centro del pozo, en esta zona se puede llegar a presentar una menor permeabilidad que en el resto de yacimiento que actúa como un factor de daño (S) debido a una caída de presión (ΔP_s) ocasionado una reducción en la producción. La caída de presión en la zona alterada (ΔP_s) es la diferencia entre la presión actual del pozo fluyendo, y la que presentaría si no existiese el daño (Figura 12).

Figura 12. Daño en la formación



Fuente: Golan M." Well Permormance", Prentice Hall, Englewoods Cliffs, Second Edition 1991.

El factor de daño (S) puede llegar a ser cuantificado matemáticamente por:

$$S = \frac{kh}{141,2 qB\mu} P_s$$

¹⁴ Caro Ospino Teddys Guillermo. "Aspectos Generales del Daño de Formacion por Depositacion de Asfalténos en Yacimientos de Petróleo". 2009.

Donde:

S: Daño a la formación

K: permeabilidad (md)

h: profundidad (pies)

q: caudal (STB/d)

B: Factor volumétrico del crudo (vol res/vol std)

μ : viscosidad (cp)

También se considera que el efecto del daño se debe a una zona dañada de radio r_s y de permeabilidad reducida k_s .

$$S = \left(\frac{K}{K_{skin}} - 1 \right) * \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right)$$

Donde:

- K: Permeabilidad media de la formación (md)
- K_{skin} : Permeabilidad media de la zona afectada por daño (skin), (md)
- r_{skin} : Radio de daño (ft)
- r_w : Radio del pozo (ft)

En la tabla 3 se presenta los valores de daño a la formación y condiciones del pozo.

Tabla 3. Valores de daño a la Formación

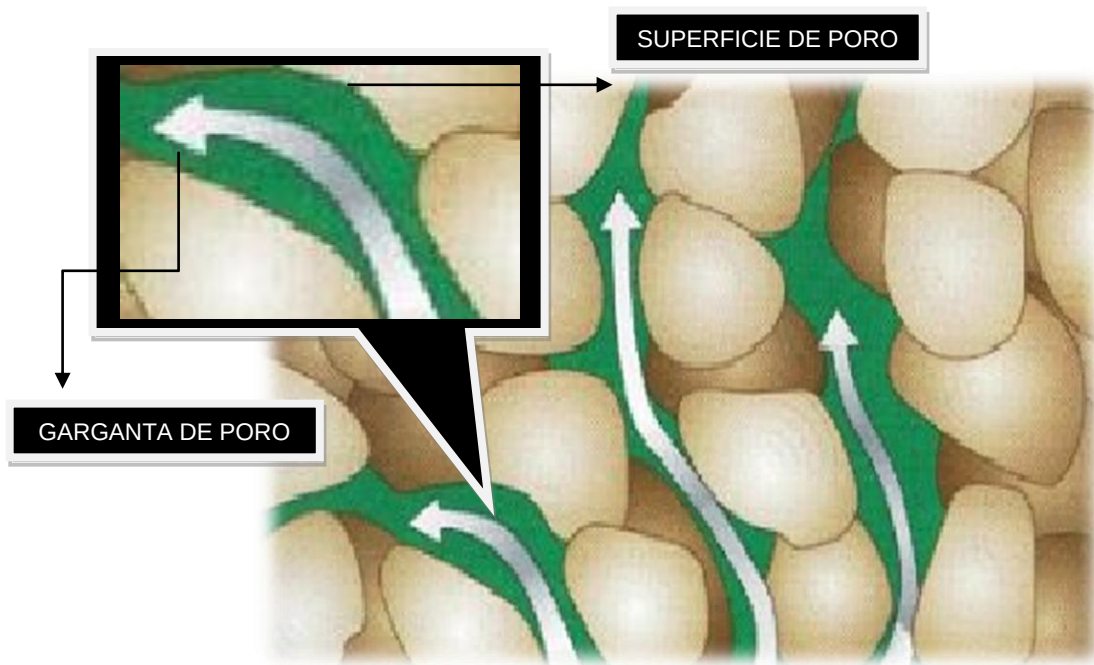
VALORES DE DAÑO (S)	CONDICION DEL POZO
>10	Altamente dañado
0<S<10	Dañado
0	Sin daño
-3<S<-1	Acidificación
-4<S<-2	Fracturado
<-5	Fractura masiva

Fuente: Curso Depósitos Orgánicos Prevención y Control, M.Sc. Luis Felipe Carrillo. 2006.

2.1.1. Daño en el medio poroso

El medio poroso presenta una configuración y distribución de redes porales que depende del ambiente de depositación, presión de confinamiento, tamaño de partícula, tipo de cemento, entre otras. Los lugares donde se puede depositar las diferentes partículas son la superficie de poro o garganta del mismo, (Figura 13)

Figura 13. Espacio poroso en la roca



Fuente. Modificada de www.ucm.es

En el medio poroso se presentan procesos fisicoquímicos, químicos, hidrodinámicos y mecánicos, generados por la reacción entre el fluido invasor con el yacimiento, que frecuentemente conllevan a la movilización, generación, migración y depósitos de partículas finas, precipitación de material orgánico e inorgánico, entre otros, los cuales causan daño a la formación¹⁵.

¹⁵ Restrepo Gómez Karin Lorena., Santamaría Garza Carlos Hernán. "Daño a la formación por precipitación de parafinas: Estado del Arte".2006.

La causa de daño en el medio poroso puede originarse a partir de:

1. Invasión de partículas externas contenidas en el fluido invasor.
2. La movilización in situ de partículas debido a la incompatibilidad de fluidos inyectados en el medio poroso y la interacción roca- fluido.
3. La generación de partículas por reacciones químicas, y precipitación orgánica e inorgánica.
4. La deformación de la roca durante la compresión y dilatación de la formación, debido a la compresibilidad de la roca del yacimiento.

Las partículas se depositan, liberan y fluyen a través del medio poroso, bloqueando eventualmente los canales de flujo causando una disminución en la tasa de producción. Estas partículas migran debido a fuerzas de cuatro mecanismos: difusión, adsorción, sedimentación y fuerzas hidrodinámicas. El transporte está influenciado por fuerzas moleculares, interacciones electrocinéticas, tensión superficial, presión del fluido, fricción y gravedad.

En el medio poroso ocurren diversos procesos los cuales tienen en cuenta el lugar donde se presenta en el medio poroso, estos se clasifican en internos y externos, los procesos externos ocurren en las cercanías de la garganta del poro, mientras los internos suceden dentro del medio poroso. En la tabla 4 se presenta la clasificación de estos procesos.

Tabla 4. Clasificación de los procesos internos en el medio poroso

CLASIFICACIÓN DE LOS PROCESOS EN EL MEDIO POROSO	
<i>Procesos en la superficie del poro</i>	Depositación
	Remoción
<i>Procesos en la garganta del poro</i>	Taponamiento o bloqueo
	Desbloqueo
<i>Procesos en el volumen del poro</i>	Formación in situ de la torta
	Erosión in situ de la torta
	Migración
	Generación y desgaste (reacciones químicas, deformación y compresión de la roca, liberación de partículas finas por disolución química del cemento, coagulación/ desintegración).
	Trasporte o intercambio en la interface.

Fuente. M.I. Carlos Islas Silva, "Manual de estimulación matricial de pozos petroleros". Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

Todos estos procesos ocurren bajo ciertas condiciones de flujo y están influenciados por varios tipos de fuerza. Es importante tener en cuenta que la presencia de finos suspendidos en crudo parafínicos, actúan como núcleo una vez la parafina precipita.

Entre las fuerzas que actúan en la partícula según Eves¹⁶ son:

- (a) Fuerzas relacionadas a los mecanismos de transporte.
- (b) Fuerzas relacionadas a los mecanismos de adhesión
- (c) Fuerzas relacionadas a los mecanismos de liberación.

En el planteamiento de los modelos matemáticos para el cálculo de daño a la formación, es importante tener en cuenta estas fuerzas que actúan el medio poroso.

2.2. DAÑO A LA FORMACIÓN POR DEPÓSITOS ORGÁNICOS

Los depósitos orgánicos se presentan a partir de la precipitación de hidrocarburos pesados, normalmente parafinas y asfaltenos, esta precipitación puede ocurrir en el interior de la formación, durante la perforación y/o el proceso de producción. Los mecanismos por los cuales se origina son variados y complejos, pero la razón principal son los cambios termodinámicos a los cuales están sometidos los fluidos en el yacimiento en el momento de la perforación, producción o in-situ dentro del yacimiento, la solubilidad es el mecanismo que está presente en la aceleración y cristalización de los demás hidrocarburos presentes en el yacimiento. La causa más común que produce este efecto sucede durante la producción, en cercanías al pozo donde hay pérdidas de temperatura y presión.

2.2.1. DAÑO A LA FORMACIÓN POR PARAFINAS

Generalidades

El daño a la formación causado por la precipitación y deposición de parafina puede ser ocasionado por varias operaciones de campo. Al adicionar grandes

¹⁶ Ibid., pp. 49

volúmenes de fluidos fríos durante la acidificación y operaciones de fracturamiento puede causar un proceso irreversible de deposición de parafina seguido de daño a la formación. El daño a la formación resulta de la cristalización y la deposición de las parafinas dentro del yacimiento y su magnitud está relacionada con la permeabilidad del yacimiento¹⁷.

La causa de daño a la formación es el resultado de la difusión molecular del aceite por enfriamiento de los fluidos de tratamiento o por la deposición de parafinas existentes entre el revestimiento y la tubería de producción los cuales son removidos y forzados a entrar en la formación por la acción de los fluidos bombeados.

A una presión y temperatura por debajo del punto de cristalización, los fluidos del yacimiento precipitan causando que las partículas sólidas parafinicas fluyan a través del yacimiento adhiriéndose o tapando los canales del poro originando depósitos de parafina. La magnitud del daño a la formación depende de la permeabilidad de la formación, cantidad de parafina depositada y temperatura de fondo.

2.3.2. Mecanismos de daño a la formación por parafinas

Para la formación de cristales de parafina en el espacio poroso, el crudo debe constituirse de componentes de alto peso molecular y la temperatura de yacimiento por debajo de 150°F. Ya formados los cristales, estos pueden causar daño a la formación al depositarse en las paredes del poro o por conglomeración, viéndose afectada la movilidad de los fluidos en la formación. La razón de movilidad, se designa por la letra M con dos subíndices que indican la fase desplazante y la fase desplazada y se define como: $\lambda_D = K/\mu$, donde K es la

¹⁷ Ariza León Emiliano. "Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado". Tesis de Maestría. UIS. 2008.

permeabilidad efectiva y μ , la viscosidad de la fase desplazante: (agua o gas), dividida por la movilidad λ_d del fluido desplazado: (petróleo).

En inyección de agua: $M_{D, d} = M_{W, o} = \frac{k_w/\mu_w}{k_o/\mu_o}$

Se puede ver en la ecuación que una disminución en la permeabilidad efectiva de los fluidos desplazante conlleva a la reducción de la movilidad ocasionando daño a la formación. Al presentarse un aumento en la viscosidad del fluido desplazado los componentes más pesados precipitan formando cristales de parafina agrupándose en la solución y cerrando a su paso los canales en el medio poroso. Si la mojabilidad es bastante alta, dichos cristales podrían adherirse y acumularse, atrapando cantidades más pequeñas de crudo líquido dentro de su estructura cristalina. Las consecuencias van desde las simples reducciones del diámetro del poro y las tasas de flujo hasta el taponamiento absoluto del poro afectando así la productividad del pozo. La restricción al flujo en el medio poroso causado por el daño por parafinas puede eventualmente conllevar al abandono prematuro del pozo. Los trabajos de tratamiento del daño por parafinas pueden traer una nueva oportunidad incluso a los pozos que se pensaban estar completamente depletados.

2.3.3. Causas de daño a la formación por parafinas

Una de las mayores causas de la precipitación y depositación de parafinas en el medio poroso es la pérdida de la solubilidad en el crudo debido a cambios en las condiciones del medio que alteran el equilibrio de la solución. Los factores que afectan este equilibrio incluyen cambios en la temperatura y presión, evaporización y pérdidas de gas disuelto, condiciones de flujo cerca a la cara del pozo y la composición del crudo en el yacimiento¹⁸. La liberación de livianos junto

¹⁸ Dfáz Viloria Ricardo Jose. "Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los pozos del Campo Colorado". UIS. 2009.

con la disminución de la presión cerca a la cara del pozo, conlleva a una reducción en la temperatura localizada que proporciona las condiciones para la precipitación de los cristales. Una vez formado estos cristales no pueden regresar a la fase líquida así se restaure la temperatura y probablemente serán aglomerados y depositados cuando el crudo fluya a través de los poros de la formación causando un aumento en el daño. En la tabla 5 se presenta las mayores causas del daño a la formación por precipitación y depósito de parafinas.

Tabla 5. Causas de daño a la formación por depositación de parafinas

CAUSAS	OPERACIONES
Inyección de fluidos fríos	Trabajos de acidificación
	Trabajos de fracturamiento
	Inyección de agua
	Trabajos de bombeo de fluido
Enfriamiento de expansión de gas	Pozos con alto GOR
	Inyección de CO ₂
	Inyección de NGL
Invasión de fluidos incompresibles/contaminantes	Trabajos de aceite caliente
	Trabajos de acidificación
	Inyección de CO ₂
	Inyección de NGL
Altas tasas de flujo a través de la formación	Pozos fluyendo
	Inyecciones de CO ₂ / NGL
	Inyección de vapor

Fuente: Dos Santos Paulo Cesar. "Removal of near bore Formation Damage from Paraffin is Better Achieved Using Solvents". SPE 38965.

2.3.4. Fuentes de daño a la formación por precipitación de parafinas

A continuación se nombran algunas operaciones de campo que generan daño a la formación por precipitación de parafinas¹⁹.

- **Inyección de fluidos:** La inyección de fluidos en recobro mejorado o estimulación es una práctica común de producción. La mayoría de los fluidos, sin embargo, son inyectados a temperaturas más bajas que la temperatura del yacimiento, por lo cual se enfría la arena en las cercanías de la cara de la formación.

Otros tipos de fluidos que entran en contacto con la formación y generan depositación de parafinas son aquellos usados en el fracturamiento hidráulico. Esto ocurre cuando la temperatura del fluido es más fría que la temperatura de la formación. Si se enfría el fluido en la formación a una temperatura por debajo del punto de nube, la parafina precipita y puede depositarse en los poros de la formación. El origen de daño resulta de la acumulación de parafina cerca de la superficie de la fractura, provocando una disminución en la producción del pozo.

- **Producción o inyección:** Durante la perforación se produce un cambio en la temperatura, enfriándose la zona cerca a la cara del pozo y produciendo la precipitación de parafinas, también una fuente de daño a la formación por parafinas es la expansión de altas tasas de gas a través de la formación.
- **Trabajos de workover:** Los tratamientos con aceites calientes usados para limpiar la formación o la tubería de la acumulación de parafinas es otra causa de daño a la formación. Los crudos comúnmente utilizados en estos tratamientos pueden contener altas concentraciones de agentes

¹⁹ Dos Santos Paulo Cesar. "Removal of near bore Formation Damage from Paraffin is Better Achieved Using Solvents". SPE 38965.

taponantes. Estos agentes incluyen parafinas o componentes alcalinos de alto peso molecular y sólidos inorgánicos tales como sulfito de hierro, óxido de hierro, arcillas y arenas. Durante este proceso, los agentes son introducidos dentro de la formación con el aceite causando daño a la formación. Estos problemas pueden ser muy severos cuando los componentes parafínicos se combinan con material sólidos.

2.4. DAÑO A LA FORMACION POR ASFALTENOS

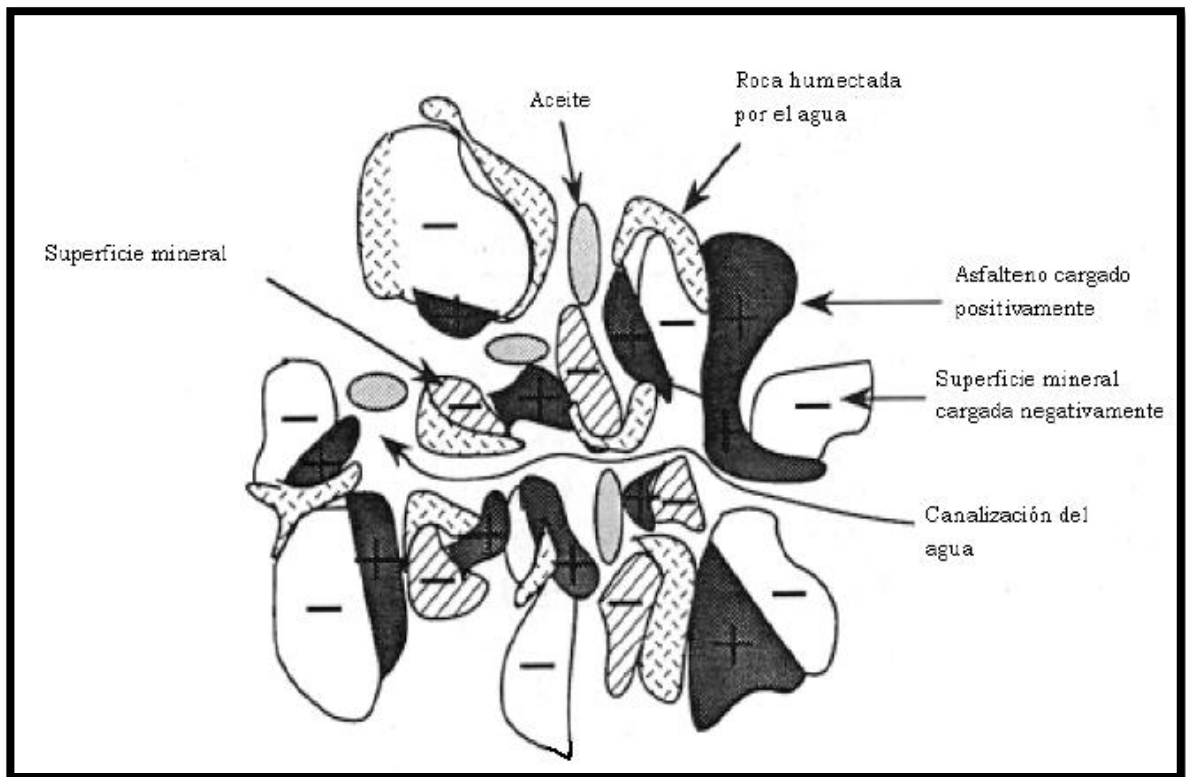
En la etapa de producción de petróleo las condiciones termodinámicas dentro de la cara de la formación se pueden encontrar dentro de la envoltura de floculación del fluido del yacimiento, lo cual causa el daño de formación por deposición de asfaltenos.

2.4.1. Mecanismos y causas de daño a la formación por asfaltenos

Se han identificado tres mecanismos de daño de formación cuando los asfaltenos reducen la movilidad efectiva del petróleo, el primero por el incremento de la viscosidad del fluido de yacimiento por la formación de emulsiones de agua en el petróleo siempre y cuando el pozo produzca estos fluidos en forma simultánea. La viscosidad del petróleo puede aumentar también por el incremento de la concentración de las partículas de asfálteno en la región cerca a la cara del pozo, aunque mediciones experimentales indican que el incremento en la viscosidad por la floculación de asfaltenos resulta despreciable.

El segundo mecanismo constituye el cambio de humectabilidad de la formación mojada por agua a mojada por aceite, debido a la adsorción de asfaltenos sobre la superficie mineral de alta energía como se observa en la figura 14.

Figura 14. Cambio de humectabilidad por depósitos de asfaltenos

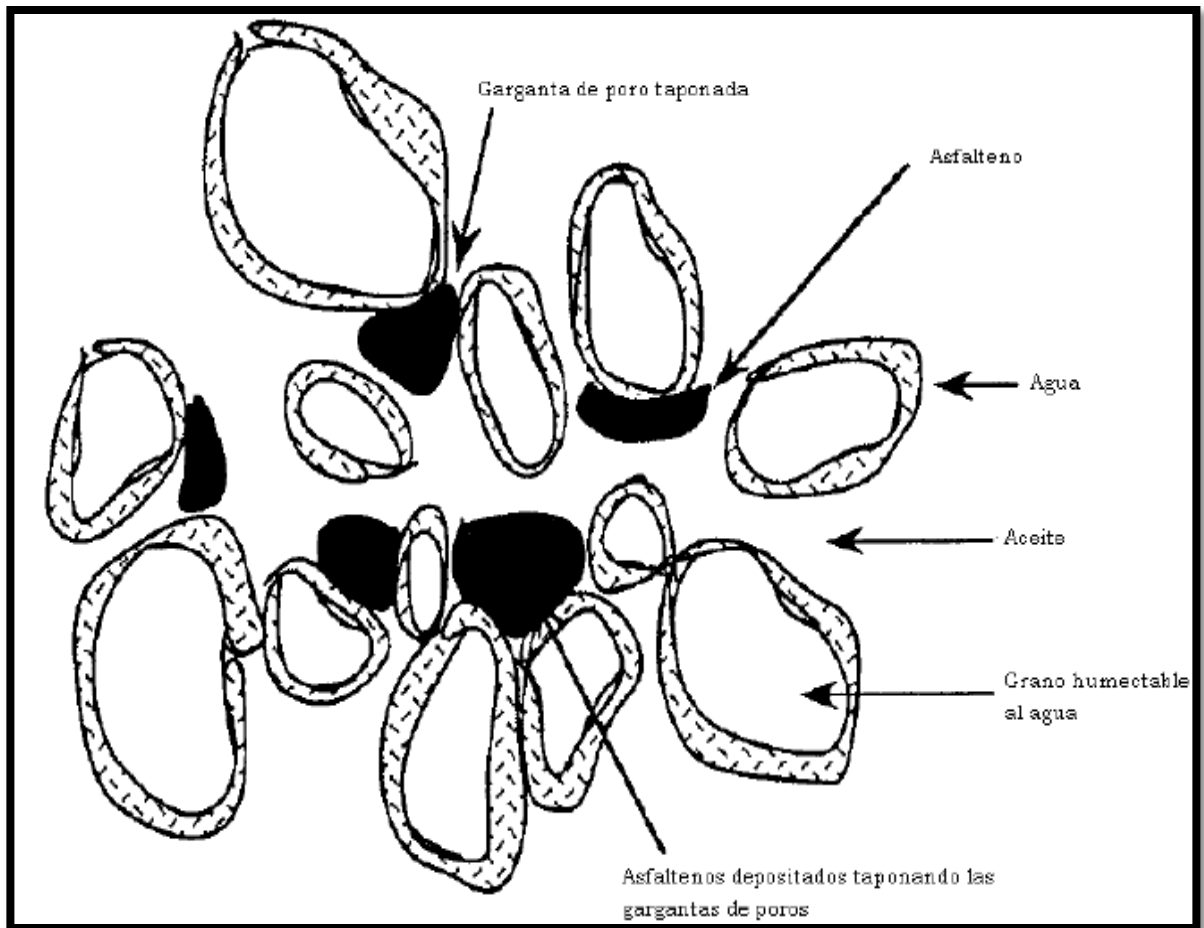


Fuente: LEONTARITIS, K.J (1994). A Systematic Approach for the Prevention and Treatment of Formation Damage Caused by Asphaltene Deposition. Society of Petroleum Engineers. (SPE) 23810.

El fenómeno de alteración de humectabilidad resulta poco probable en yacimientos de fluidos asfálticos que ya se encuentra con humectabilidad mixta o al aceite, debido al hecho que la superficie mineral ha adsorbido a los asfaltenos durante largo periodos de tiempo geológicos antes que los pozos sean abiertos a producción.

El tercero constituye el más probable mecanismo de daño, consistente en la disminución de la permeabilidad de la formación por taponamiento de la garganta de poros por las partículas de asfaltenos y se ilustra en la figura 15.

Figura 15. Taponamiento de garganta de poros por asfaltenos



Fuente: LEONTARITIS, K.J (1994). A Systematic Approach for the Prevention and Treatment of Formation Damage Caused by Asphaltene Deposition. Society of Petroleum Engineers. (SPE) 23810...

Los problemas asociados a la depositación orgánica se pueden evitar o minimizar en la medida que se cuenten con condiciones de operación que garanticen que el fluido de yacimiento se encuentre fuera de la envolvente de floculación de asfaltenos.

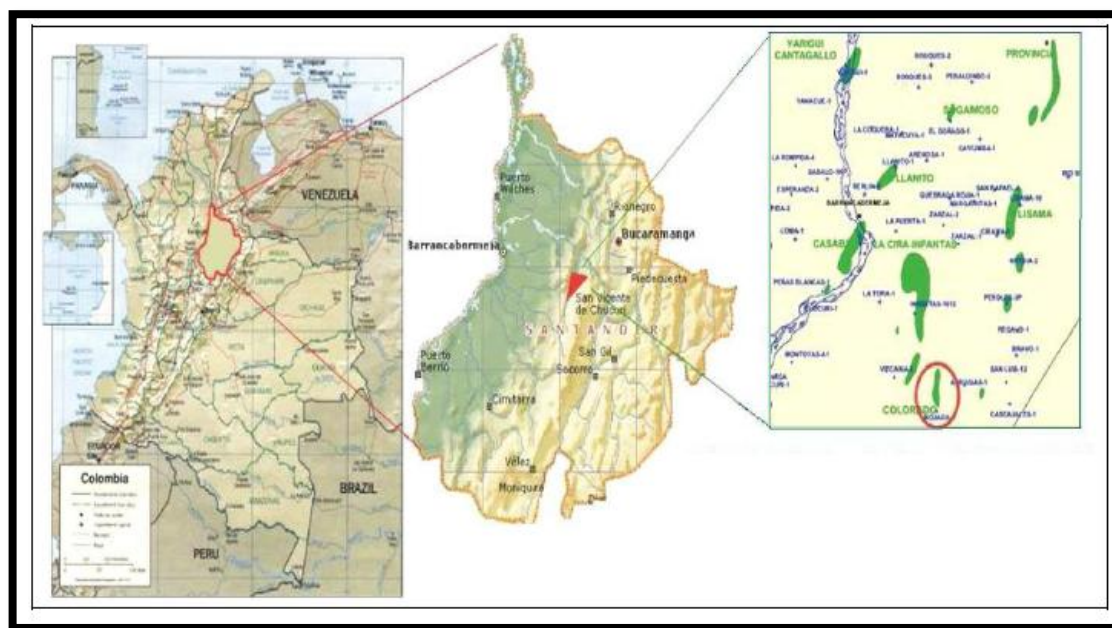
3. DETERMINACION DEL DAÑO A LA FORMACIÓN DEL CAMPO COLORADO

3.1 GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO

3.1.1 Localización

El campo colorado está localizado en la Cuenca Valle medio del Magdalena (VMM) en inmediaciones del Municipio de San Vicente de Chucuri, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del campo la Cira- Infantas, entre las coordenadas $X=1'036.000 -1'040.500$ Este; $Y=1'238.000 -1'247.500$ Norte con origen Bogotá, en área de la antigua concesión de Mares (Figura 16). La estructura corresponde a un anticlinal asimétrico.

Figura 16. Ubicación geográfica del campo Colorado



Fuente: Ecopetrol-ICP 2003 D.R.E

La aplicación de este trabajo es para la formación Mugrosa que corresponde al intervalo terciario (Figura 17).

[illegible]

Como se observa en la figura 17, para el terciario la estratigrafía y las zonas productoras respectivamente de base a tope corresponde a las formaciones La Paz (Zona E), Esmeraldas (Zona D), Mugrosa (Zonas B y C), Colorado (Zona A), además del Grupo Real y el Grupo la Mesa. Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca.

3.1.2 Reseña Histórica del Campo Colorado

60

abandonados por problemas mecánicos. En 1945 se reinició la exploración con la perforación del pozo C-9 con buenos resultados, lo que motivó a la Tropical Oil Company (Troco) a perforar 8 nuevos pozos entre 1945-1946.

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

El Campo Colorado inició producción en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos principalmente por el taponamiento de las líneas por depositación de parafinas. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo una producción promedia 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.

Actualmente hay 17 pozos abandonados, 53 inactivos y 5 potencialmente activos, de estos, sólo 4 están en producción por bombeo mecánico y 1 en producción con un equipo para extracción de crudo en pozos de bajo potencial llamado Recoil. Los demás pozos han sido abandonados temporal o definitivamente por diversas causas, entre ellas el 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 Junio de 2010 se han extraído 8.5 MMBls de aceite. El mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución.

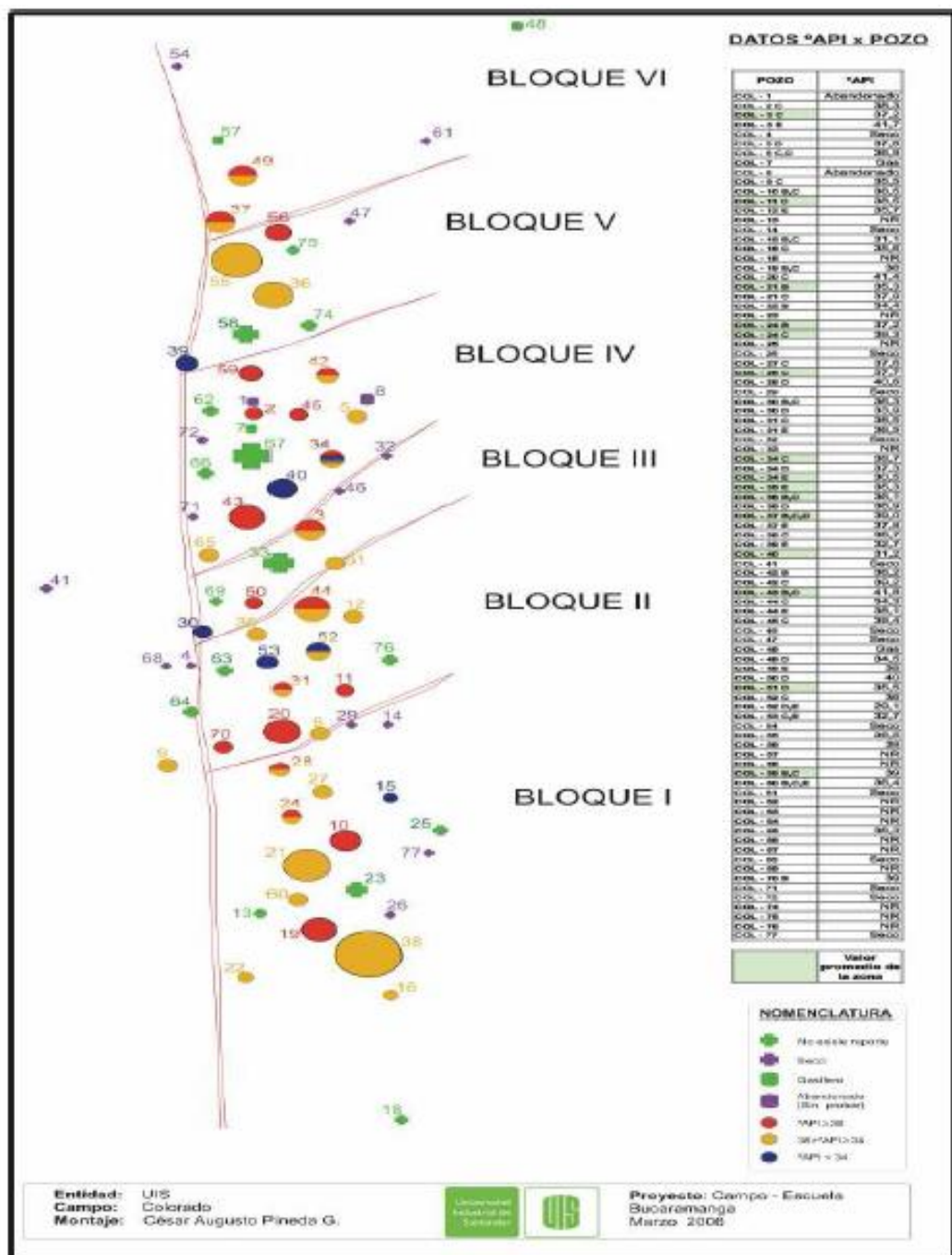
El aceite original estimado de acuerdo al último reporte conocido por parte de ECOPETROL es de 121 MMBls y las reservas primarias producidas son de 8.5 MMBls con un factor de recobro actual de 7.02 %.

El sistema de producción actual es de levantamiento artificial por bombeo mecánico en la totalidad de los pozos productores (salvo el equipo Recoil instalado en el pozo Colorado 25), 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 totalmente debido a que algunas líneas de producción del campo (como el caso de los pozos Colorado 38 y 25), están taponadas o rotas; por lo tanto, el crudo va a un tanque instalado en cabeza de pozo y periódicamente el camión chupa manchas recoge el fluido producido²⁰.

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 18).

²⁰ Información Campo Escuela Colorado.

Figura 18. Mapa Distribución de %API- Campo Colorado



3.2 PROBLEMAS DE PARAFINAS EN EL CAMPO COLORADO

El principal problema operativo desde los inicios de la vida productiva del Campo Colorado ha sido la depositación de parafinas, generadas básicamente por la reducción de temperatura y presión de los fluidos a lo largo de los procesos de extracción y recolección, lo que 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 debido a factores tales como, el incremento del daño a la formación como resultado de cambios físicos en los alrededores de la cara del pozo causantes de depositación de parafinas y/o asfáltenos, 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% efectiva anual), se debe principalmente al problema de depositación de parafinas²¹.

Aunque las consecuencias derivadas de la existencia de parafinas y asfáltenos por separado han sido objeto de estudio y análisis desde hace unos 80 años, es realmente poco lo que se ha estudiado y conoce sobre el efecto mutuo en un mismo crudo, de allí la importancia del estudio que se llevará a cabo con este proyecto, que busca estimar el daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos en el campo Colorado, para identificar si el daño que presenta la formación se debe principalmente a este u otro fenómeno.

²¹ Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado 2003. Gerencia Magdalena Medio – ICP. Ecopetrol 2003.

3.2.1 Características generales del yacimiento.

Las principales arenas productoras en el campo se denominan como "Arenas B" y "Arenas C", de la formación Mugrosa, algunos pozos fueron completados por arena productora en forma independiente y otros en conjunto; siendo los horizontes productores las "Arenas D" y las "Arenas E" con una producción más baja.

El Campo Colorado presenta una 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 (dependiendo del número de pozos activos). 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) de edad Oligoceno – Mioceno inferior y Esmeraldas (Zona D) de edad Eoceno tardío, depositada en un sistema fluvial meándrico. La estructura del campo está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25 a 45°, con eje N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa homotética en sentido N-S y buzamiento al Este denominada como la Falla de Colorado.

En la tabla 6 se presentan los principales datos del yacimiento de las arenas B de la formación Mugrosa.

Tabla 6. Datos Básicos del Yacimiento (Formación Mugrosa)

CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	ARENA B
Presión estática *	Psi	805
Temperatura de Yacimiento	°F	104
API Promedio	°API	41.2
Sg Gas en Separador	Fracción (vol.)	0.958
Presión de Burbuja	Psia	630
Viscosidad a Pb	Cp.	1.64
Bo. a Pb	Rb/Stb	1.091
Rs a Pb	Scf/Stb	140
Profundidad Promedia	Ft	1700
Aceite Original	MMBls	20.0
Porosidad Promedio	%	13.2
Espesor Promedio Arena	Ft	22.5
Área	Acres	634
Producción Prom./ Pozo Perforado	MBbls	112
Espaciamiento / Pozo	Acres	20 -30
Reservas Remanentes	MBls	100-200
Factor de Recobro	%	14.8
Pozos Perforados		75
Pozos Activos		21
Pozos Produciendo		5
Pozos Cerrados		54

*Tomado de estudio de Ecopetrol “Diagnostico y Estrategias de Recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente”.2003.

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 está 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”.

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.

3.2.2 Caracterización de fluidos de Colorado-25

Partiendo de los resultados obtenidos del umbral de cristalización para el pozo Colorado -25, presentes en la tesis de maestría “DETERMINACION DEL UMBRAL DE CRISTALIZACION DE LAS PARAFINAS EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO” desarrollada por el Ingeniero ARIZA LEÓN EMILIANO (2008), se toma como base de investigación y desarrollo de este proyecto el crudo de este pozo.

En las Tabla 7 aparecen las principales características del crudo del pozo Col-25. Se observa que este crudo tiene tendencia parafínica, lo que se demuestra por el índice de Watson (K) cercano a 12, por el porcentaje de saturados (> 50%) y gravedad específica inferior a 0.85, y muestra bajo contenido de asfaltenos en relación con las otras fracciones del crudo.

Tabla 7. 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
Presión de Vapor Raid	Psi	3,25
Punto de Chispa y llama	°F	<0
Poder Calorífico	BTU/lbm	19127,64
True Boiling Point	°R	1009,255
Coeficiente Caract. Watson (K)		11,88
Contenido de Cobre	Ppm	0,059
Contenido de Hierro	Ppm	0,413
Contenido de Níquel	Ppm	4,424
Contenido de Vanadio	Ppm	7,019
Contenido de Azufre	% peso	0,197
Contenido de Cenizas	% peso	0,0086
Punto de Nube (crudo muerto)	°F	86
SARA		
Saturados	% peso	64,09
Aromáticos	% peso	25,26
Resinas	% peso	9,93
Asfaltenos	% peso	0,73

Fuente. ARIZA LEÓN, Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría. UIS. 2008.

En el proyecto “DISEÑO DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA REMOVER DEPÓSITOS ORGÁNICOS A NIVEL DE LA CARA DE LA FORMACIÓN.

APLICACIÓN CAMPO COLORADO”, desarrollada por la Ingeniera Química POVEDA MALAVER DIANA MILENA (2009), se sustenta que el índice de inestabilidad del crudo Col-25 es superior a 0,9, como se muestra en la tabla (8), por lo que se considera que presenta tendencia inestable, lo que quiere decir que aunque las fracciones de asfaltenos presentes en la muestra son bajas, con un pequeño cambio de temperatura y presión los asfaltenos en solución tienden a aglomerarse y precipitar junto con el material orgánico, incrementando el problema de precipitación²².

Tabla 8. Índice de inestabilidad coloidal

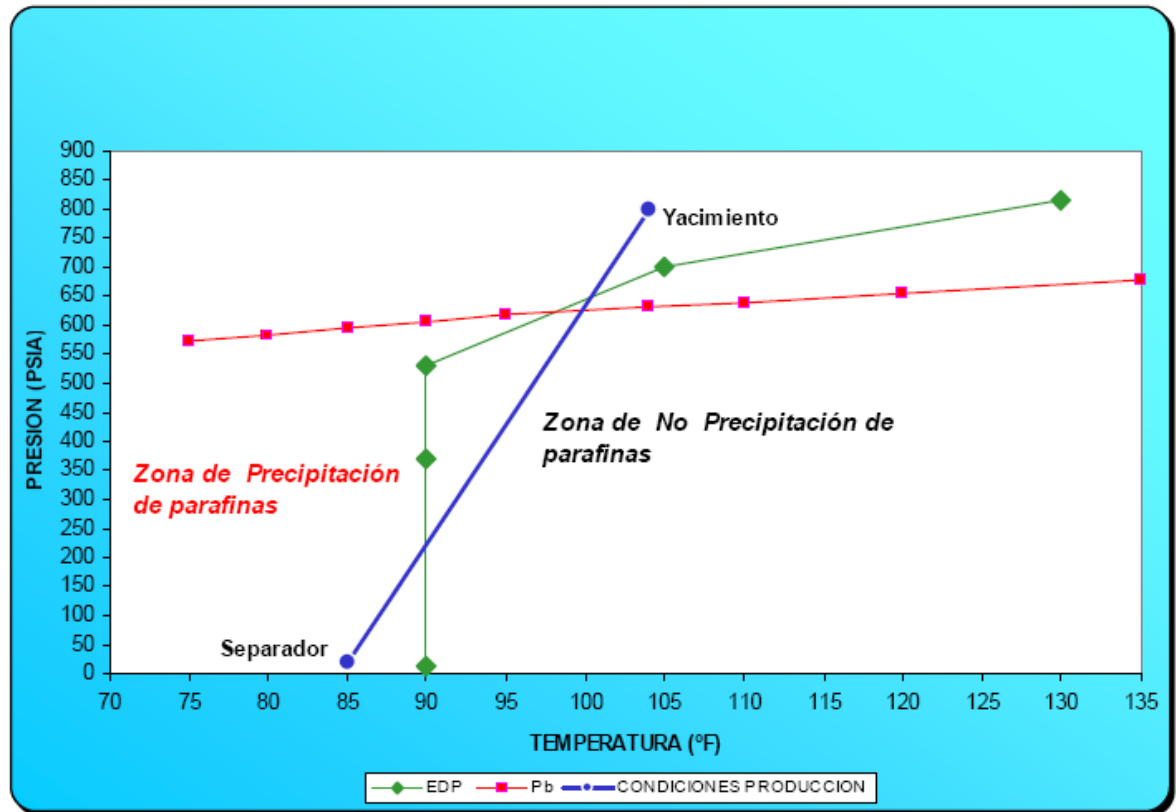
POZO	Col 25
CII	1,62

3.2.3 Pronóstico de la precipitación de parafinas en el Campo Colorado

En el proyecto “DETERMINACION DEL UMBRAL DE CRISTALIZACION DE LAS PARAFINAS EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO” desarrollado por el Ingeniero ARIZA LEÓN EMILIANO (2008), se encontró que para condiciones de presión original de las arenas B (805 psia) y la temperatura máxima de (104 °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 como se muestra en la figura 19.

²² POVEDA MALAVER, Diana Milena. Diseño de un Tratamiento Químico para Remover Depósitos Orgánicos a Nivel de la Cara de la Formación. Aplicación Campo Colorado. Tesis de Maestría. UIS. 2009.

Figura 19. Delimitación de las condiciones de precipitación de parafinas (arena B) Campo Colorado.



Fuente. ARIZA LEÓN, Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría. UIS. 2008.

3.3 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EL DAÑO A LA FORMACIÓN

Las pruebas se realizaron en el laboratorio de Análisis Petrofísico de la Escuela de Ingeniería de Petróleos en la sede UIS-GUATIGUARÁ. A continuación, se presenta el procedimiento que se utilizó para el desarrollo de este proyecto.

3.3.1 Selección de muestras

Para la selección de las muestras se tuvo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Formación productora
- Propiedades petrofísicas básicas
- Litología
- Tamaño de las muestras

Se realizó una clasificación exhaustiva de las muestras de corazón existentes en el laboratorio de petrofísica UIS-Guatiguara, con el fin de evaluar el daño a la formación a partir de las propiedades termodinámicas (presión y temperatura), utilizando crudo muerto del campo Colorado. Desafortunadamente no existen plugs del pozo Col-25 y fueron muy escasas las muestras de otros pozos, por lo tanto, se seleccionaron 2 plugs del pozo Col-21 y 2 muestras Berea (Tabla 9), las cuales debían cumplir con una permeabilidad por encima de 50 md y tener una porosidad mayor del 18%.

Tabla 9. Muestras seleccionadas

TIPO DE MUESTRA	PROFUNDIDAD (ft)
Col 21	3640.7
Col 21	3639.6
Berea 94-13	-
Berea 96-10	-

Los plugs seleccionados fueron: Col 21 (3640.7 ft), Col 21 (3639.6 ft) ya que el pozo Colorado 21 se localiza en las arenas B de la formación mugrosa de Campo Colorado. Las muestras Berea 94-13 y Berea 96-10 fueron seleccionadas por disposición y buen estado. Las anteriores muestras fueron preparadas con el fin de determinar sus propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad).

3.3.2. Preparación de las muestras

Limpieza de muestras

En el laboratorio, primero se llevó a cabo la limpieza de los plugs, mediante los siguientes pasos:

- Cada plug fue desplazado con solvente varsol en el permeámetro líquido (CorePet) para remover el máximo de fluidos presentes en la muestra.
- Para asegurar la limpieza completa, las muestras fueron montadas en un equipo Soxhlet dejándolas con el reverbero a su máxima capacidad (solvente tolueno) durante 24 horas.
- Luego fueron sometidas a secado en un horno convencional a una temperatura de 75 °C durante 1 día.
- Una vez las muestras estuvieron limpias, se procedió a medir las propiedades petrofísicas básicas utilizando equipos como el permeámetro de gas y porosímetro de helio (Figuras 20 y 21).

Figura 20. Permeámetro de aire, CORELAB.



Fuente: Autores del proyecto

Figura 21. Porosímetro de Helio, COREPET.



Fuente: Autores del proyecto

En la tabla 10 se presentan los cálculos de permeabilidad y porosidad obtenidos a partir de datos arrojados por el permeámetro de gas y porosímetro de helio para las muestras seleccionadas.

Tabla 10. Permeabilidad y Porosidad muestras

MUESTRA	PRESION CONFINAMIENTO (psi)	LONGITUD (cm)	DIAMETRO (cm)	AREA (cm ²)	VOL TOTAL (cm ³)	VOL POROSO (cm ³)	k (md)	Φ (%)
Col 21 (3640.7 ft)	200	3,93	3,75	11,04	43,39	3,03	—	7,10
Col 21 (3639.6ft)	200	4,34	3,74	10,99	47,69	3,81	—	7,99
Berea 94-13	200	3,84	3,78	11,22	43,08	10,11	210	23,47
Berea 96-10	200	4,7	3,71	10,81	50,80	10,63	86,48	20,93

Por los resultados obtenidos en los cálculos de permeabilidad y porosidad, se descartaron los plugs Col 21 (3640.7 ft) y Col 21 (3639.6 ft), ya que las permeabilidades al aire de estas muestras no son significativas y sus porosidades se encuentran por debajo del 18%. Para el desarrollo de esta prueba fueron usadas las muestras Berea 94-13 y Berea 96-10. Estas dos muestras se sometieron a restauración de mojabilidad con el fin de dejarlas a condiciones apropiadas para el desarrollo de pruebas posteriores. Aunque estas muestras no son del campo Colorado, se tomó la decisión de utilizarlas, teniendo en cuenta que el principal objetivo del presente trabajo de investigación es evaluar el daño por la probable precipitación de parafinas y asfaltenos en el yacimiento debido a los cambios termodinámicos ocurridos por el crudo.

3.3.3 Descripción litológica de las muestras seleccionadas

Las dos muestras seleccionadas para el desarrollo de este proyecto fueron: Berea (94-13) y Berea (96-10), por sus óptimas propiedades petrofísicas, a continuación se presenta su descripción litológica según la norma API-RP 40.

BEREA 96-10: Esta muestra presenta un tamaño de arena media [0,5 - 0,25 μm], con grano bien seleccionado, empaquetamiento cerrado o rombohedral, es el más característico de las rocas sedimentarias en el cual el volumen ocupado por las esferas es de aproximadamente del 74% y el espacio restante es de aproximadamente un 26%, con una matriz areno-lodosa y roca bien cementada, sus partículas presentan una esfericidad discoidal, subredondeada.

BEREA 94-13: El núcleo tiene un tamaño de arena gruesa [1.00-0.50 μm], grano bien seleccionado, con un empaquetamiento cúbico o abierto del 52%, de matriz areno-lodosa y un armazón areno-soportado, roca bien cementada y forma de partícula de esfericidad –discoidal redondeado.

3.3.4 Restauración de la mojabilidad

Fue necesaria la restauración de la mojabilidad en las muestras (Figura 22), con el fin de simular las condiciones apropiadas del yacimiento, en este caso del campo Colorado. Se usó el método de Amott-Harvey modificado, expuesto y sugerido en la tesis de grado COMPARACIÓN DE TÉCNICAS CUALITATIVAS Y CUANTITATIVAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA MOJABILIDAD DEL CAMPO COLORADO FORMACIÓN MUGROSA, desarrollada por los estudiantes de Ingeniería de Petróleos JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN Y TITO JAVIER MEJIA PILONIETA (2009). Este método está abalado por la norma API-RP 40.

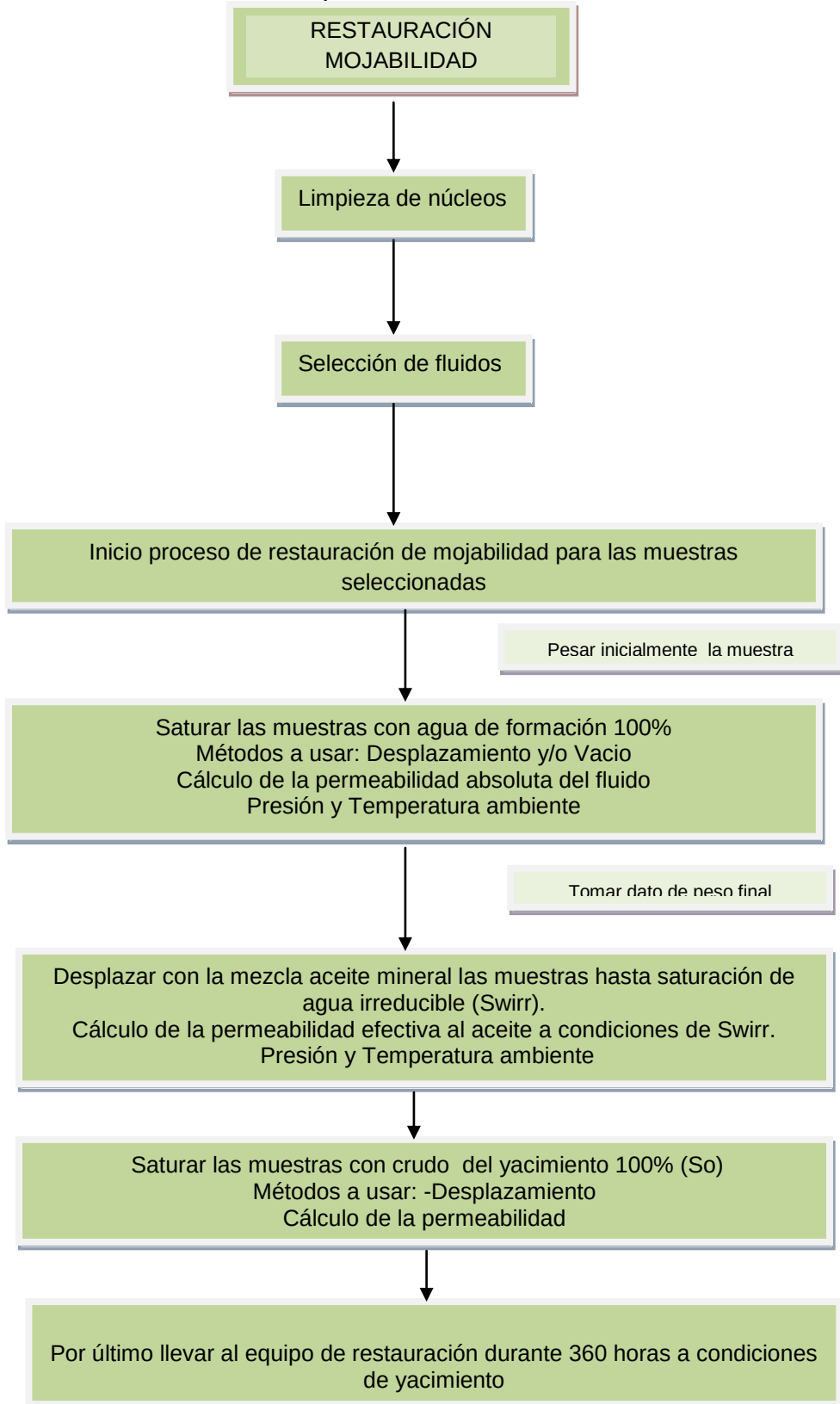
En la Figura 23 se presentan los pasos a seguir para la restauración de la mojabilidad en las muestras.

Figura 22. Muestras con mojabilidad restaurada.



Fuente. Autores del proyecto.

Figura 23. Restauración de la mojabilidad.



Saturación de muestras con agua de formación. Una vez que la muestra ha sido limpiada para ser restaurada su mojabilidad, se debe saturar al 100% con agua de formación. Para lograr dicho objetivo es necesario colocar el plug en una botella conectada a una bomba de vacío y un matraz que contenga agua de formación. Se debe realizar vacío en la botella por un tiempo de 30 minutos luego del cual lentamente se dejara caer agua del matraz hasta sumergir el núcleo por un tiempo de 2 horas, asegurando así su saturación al 100% de agua de formación.

Figura 24. Sistema para realizar vacío a las muestras



Fuente: Autores del proyecto

Cálculo de la densidad del agua de formación del campo Colorado

En el laboratorio de petrofísicos UIS-GUATIGUARÁ, se procedió a determinar los cloruros de una muestra de agua de formación extraída del pozo Colorado-38, este pozo está completado en las arenas B de la formación mugrosa. En la tabla 11 se detallan los resultados obtenidos en la prueba.

Tabla 11. Densidad agua de formación Campo Colorado.

MUESTRA	Cl/Litro (ppm/Litro de sal)	DENSIDAD (gr/cm ³)
AGUA DE FORMACIÓN COL-38	15464	1.011

Cálculo de la permeabilidad del agua de formación en las muestras.

Después de realizar vacío a las dos muestras para dejarlas 100% saturadas con agua de formación, se determinó la permeabilidad absoluta del líquido en las muestras, en este caso fue usada agua de formación del pozo col-38, utilizando como equipo el permeámetro líquido (Core Pet).

En la tabla 12 se observan los resultados de los cálculos obtenidos en la prueba de permeabilidad con agua de formación del campo Colorado.

Tabla 12. Permeabilidad absoluta de las muestras.

MUESTRA	K (md)
BEREA (94-13)	8.25
BEREA (96-10)	10.51

Saturación de muestras con aceite mineral.

Para realizar esta prueba se buscó un fluido con viscosidad similar al crudo del pozo col-25 (10cp a presión y temperatura ambiente) con el fin de llevar las muestras a saturación de agua irreducible. En la tabla 13 se presenta la selección de varios fluidos con viscosidad parecida a este crudo.

Tabla 13. Fluidos con viscosidad parecida al crudo Col-25

TIPO DE FLUIDO	DENSIDAD (gr/cm ³)	VISCOSIDAD CINEMATICA (cts./seg)	VISCOSIDAD DINAMICA (Cp.)
Aceite Mineral (A)	0.85	42.90	36.34
Aceite Mineral (B)	0.85	58.68	50.05
Aceite Mineral (C)	0.85	28.07	23.85
Kerosén	0.82	2.76	2.27
Mezcla: Aceite Mineral (35%)-Kerosén (65%)	0.84	4.23	3.53
Mezcla: Aceite Mineral (65%)- Kerosén (35%)	0.84	10.58	8.9
Mezcla: Aceite mineral (70%)-kerosén (30%)	0.84	11.47	9.63

Cálculo de permeabilidad efectiva en muestras

En un equipo de permeabilidad líquida (Core Pet), se realizaron pruebas de desplazamiento usando como fluido desplazante la mezcla aceite mineral (70%)-kerosén (30%) por su viscosidad parecida al crudo del pozo col-25, obteniendo los siguientes resultados (Tabla 14).

Figura 25. Permeámetro de líquido, CORE PET.



Fuente: Autores del proyecto

Tabla 14. Permeabilidad efectiva del aceite.

MUESTRA	k (md)
BEREA (94-13)	4,4
BEREA (96-10)	4

Saturación de las muestras con crudo.

El último paso en la restauración de mojabilidad es saturar las muestras con crudo, para el desarrollo de este proyecto se utilizó crudo muerto del pozo Col -25. En un equipo de permeabilidad líquida (Core Pet) se llevó a cabo desplazamientos con crudo para remover la mezcla aceite mineral (70%) – kerosene (30%), hasta obtener una saturación del 100%. Luego estas muestras fueron llevadas al equipo de restauración durante 360 horas a presión 800 psi y temperatura 200 °F. En la figura 26 se presenta el equipo usado en la restauración de la mojabilidad.

Figura 26. Equipo de desplazamiento (Liquid Flood System), CORE PET.



Fuente: Autores del proyecto.

3.4. DISEÑO EXPERIMENTAL PRUEBAS DE LABORATORIO

El término "Experimento" se refiere a la creación y preparación de pruebas que verifiquen la validez de las hipótesis establecidas sobre las causas de un determinado problema o defecto, objeto de estudio.

El diseño experimental debe garantizar que se cumplan ciertos requisitos mínimos:

- Debe poder comprobar las hipótesis objeto de estudio, no dejándose confundir por variables insospechadas (ruido), como errores de medida desproporcionados, etc.
- Debe poder revelar la existencia de cualquier causa importante de variación, aunque no haya sido adelantada como hipótesis.
- Debe tener un alto grado de seguridad en las respuestas.

- Si el Experimento se realiza en un laboratorio, éste ha de ser, respecto a las variables estudiadas, un buen indicador de las pruebas que se obtendrían en el taller o "in situ".

VARIABLE

Característica de un objeto que puede ser observada y que puede tomar diferentes valores, tanto en el mismo objeto como entre diferentes objetos. En base a la posibilidad de medida se distinguen dos tipos fundamentales de variables:

Variables cualitativas:

Son aquellas cuyos valores, de carácter nominal, sólo pueden ser comparados como diferentes entre sí.

Ejemplos: La variable "color" puede tomar los valores rojo, azul, amarillo, etc.

Variables continuas:

Son aquellas cuyos valores, de carácter numérico, permiten realizar un mayor número de comparaciones. Una variable continua permite teóricamente, un infinito número de valores entre dos valores consecutivos. (En la realidad la precisión de los instrumentos de medida pone un límite operativo).

Ejemplos: La variable "peso de la tableta de chocolate" puede tomar cualquier valor entre 95 y 110 gr.

SUJETO O UNIDAD EXPERIMENTAL

El sujeto o unidad experimental es la unidad básica sobre la que se efectúa el proceso de medida.

OBSERVACIÓN

Una observación es una toma de medida de una variable y consta entonces de un valor de la misma. Dependiendo del tipo de Diseño, las observaciones pueden tomarse a diferentes sujetos o al mismo sujeto de manera secuencial.

TIPOS DE VARIABLES

En un Diseño experimental se distinguen los siguientes tipos de variables, según el contenido conceptual, o papel que tienen en el mismo.

Variable independiente: Es el factor (causa) que suponemos influye sobre la característica que medimos (defecto, error, etc.). Para comprobar su influencia, el investigador la manipulará durante el Experimento, en el sentido que le asignará valores diferentes a cada observación. Esta variable se llama también "tratamiento" y cada uno de los valores que se le asignarán "nivel de tratamiento".

Variable dependiente: Es aquella variable que se mide en cada observación del Experimento, para establecer si la variable independiente efectivamente influye sobre sus valores.

Variables extrañas: Son todas aquellas que el investigador no puede manipular, pero influyen en la variable dependiente. Son la causa de que las observaciones en un mismo nivel de tratamiento no necesariamente arrojen el mismo valor de medida. El conjunto de variables extrañas se denomina generalmente en el Diseño Experimental "ruido" o "error experimental".

Variable de bloqueo: Es una variable que sabemos puede intervenir en los niveles de la variable dependiente y decidimos eliminar su influencia mediante el control de la misma, creando bloques de observaciones, en los que esta variable, asume respectivamente un valor constante. A cada bloque se asignarán todos los niveles de tratamiento.

Para efectos del desarrollo de la tesis se escogió un esquema de diseño factorial puesto que son muy utilizados en experimentos en los que se investigan de forma simultánea los efectos de diferentes factores, y se está interesado en el efecto conjunto que produce la combinación de estos, como es el caso de esta investigación.

El diseño factorial 2^k utilizado en esta tesis, se utiliza cuando se toman en cuenta k factores, cada uno de los cuales solo tiene dos niveles, uno bajo y otro alto. Así, el número 2 en el diseño factorial 2^k se refiere al número de niveles que se tienen en cuenta por factor (en todos los factores se toma el mismo número de niveles).

En el diseño factorial es importante definir la matriz del diseño la cual contiene signos + y - que indican el nivel de cada factor (- nivel bajo, + nivel alto). En el diseño factorial 2^k esta matriz tiene 2^k filas y k columnas y muestra los 2^k posibles tratamientos diferentes. Considerando el caso 2^2 , la matriz de diseño sería:

TRATAMIENTO	A	B
1	-	-
2	+	-
3	-	+
4	+	+

Un problema que tiene este diseño, es que a medida que se consideran más factores, el experimento, los cálculos y el análisis se hacen más complicados. Por ejemplo, si se consideran 5 factores habría que practicar $2^5 = 32$ tratamientos diferentes al menos una vez.

Para facilitar los cálculos y el análisis del diseño experimental de la tesis se utilizó el programa STATGRAPHICS *plus*.

3.4.1 Diseño experimental evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfáltenos en el campo colorado

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El principal problema operativo presente en el campo Colorado ha sido la precipitación de parafinas y aún no estudiado a fondo la precipitación de asfáltenos. Debido a la migración de fluidos de la roca generadora hacia la formación, se supone que existe precipitación y depositación de orgánicos cuando el fluido en su recorrido alcanza el umbral de cristalización. Este fenómeno se presenta bajo ciertas condiciones de presión, temperatura, y composición causando reducción en la producción y hasta abandono de pozos. 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. Por otra parte, de acuerdo al análisis SARA realizado para algunos pozos, entre ellos el Col-25, se mostró un índice de inestabilidad mayor a 0.9, lo cual da indicios de precipitación de asfáltenos. El objetivo final será evaluar el daño a la formación por precipitación de parafinas y asfáltenos en el campo Colorado.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL: Evaluar el daño a la formación en las Arenas B del Campo Colorado por la precipitación y depositación de sólidos orgánicos (parafinas y asfáltenos).

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Revisar las metodologías existentes de evaluación de daños en la formación en pozos de petróleo.
- Determinar en el laboratorio el daño a la formación mediante muestras de corazones de pozos seleccionados del Campo Colorado, sometidos a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento y de ocurrencia del fenómeno de precipitación y deposición de parafinas y asfáltenos.
- Identificar si la disminución de la productividad de los pozos se debe al fenómeno de precipitación de parafinas y asfáltenos u a otros fenómenos, con el fin de elegir de manera adecuada aquellos que van a ser objeto de estudio.
- Evaluar si se presenta daño a la formación por precipitación de parafinas y asfáltenos.
- Establecer el daño de formación tolerable para los pozos en estudio, teniendo en cuenta los análisis de formación de parafinas y asfáltenos y de esta manera plantear una tasa de producción óptima.

CONTEXTO DE LA INVESTIGACIÓN

CONTEXTO GEOGRÁFICO: El fluido objeto de estudio es de la arena B del pozo Col-25, 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.

CONTEXTO TEÓRICO: Las fuentes bibliográficas a consultar serán preferiblemente de publicación superior a 1980.

SUPOCISIONES TEÓRICAS

Una vez que comenzó la migración de fluidos de la roca generadora hacia el yacimiento, los cambios termodinámicos (presión, temperatura) y composicionales que se presentaron en las arenas B de campo colorado a una presión de (805psia) y a una temperatura máxima de (104°F), (con la composición actual de fluido de yacimiento) se había superado el umbral de precipitación y probablemente se presentó el problema de precipitación y depositación de material orgánico en la formación durante este proceso.

RESULTADOS ESPERADOS

Se busca estimar el daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos en el campo Colorado, seleccionando pozos de petróleo que presentan una reducción considerable en su permeabilidad y productividad, para identificar si el daño que presenta la formación se debe principalmente a este fenómeno u otro.

FACTORES QUE PUEDEN HACER QUE EL ESTUDIO FALLE.	OBSERVACIONES Y CONTROL
Tomar una muestra de fluido no representativo.	Para evitar este inconveniente se realiza una adecuada selección del pozo, se establecen las condiciones para el muestreo y se toman 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 definir 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

TIPO DE DISEÑO: El modelo de diseño será factorial: 2^k

VI1: Presión (2 niveles: P Yacimiento a P por debajo de P Burbuja)

VI2: Temperatura (2 niveles a cada presión desde T hasta T yac). Diseño factorial: 2×2 : 4 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 muerto (sin gas en solución).	La energía cinética disminuye a lo largo del yacimiento; 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 en el yacimiento cuando viajan a través de la roca ejercen fuerzas perpendiculares a las áreas de flujo. $P = F/A$	La presión del fluido del yacimiento varía con la profundidad y se mide en psig. Los datos reales dependen del pozo seleccionado.
Variables dependientes	Definición nominal	Definición real	Definición operacional
Permeabilidad efectiva	Medida relativa de la conductancia de un medio poroso para un fluido Cuando el medio está saturado con más de un fluido. Propiedad asociada con cada fluido del yacimiento	Capacidad de la roca para que un fluido la atraviese sin alterar su estructura interna. $K_{eff} = K_{abs} * K_{relativa}$	Se determina mediante pruebas de desplazamiento.

TIPO DE MUESTRAS A EMPLEAR: Crudo muerto (aceite sin gas en solución)-
Muestra única.

TIPO DE OBSERVACIÓN: La observación que se va a emplear es de tipo estructurada, es decir, se realizará una investigación en la que se tiene conocimiento claro sobre lo que se va a investigar y se cuenta con un diseño de investigación.

ASPECTOS A OBSERVAR: Permeabilidad efectiva. Se aplicarán procedimientos estándar para cada una de las pruebas.

¿CÓMO SE OBSERVARÁ? La muestra será sometida a condiciones de presión de yacimiento y se variará la temperatura hasta la temperatura de yacimiento. Luego a una presión por debajo del punto de burbuja, se variará la temperatura hasta la temperatura de yacimiento. En cada T se medirá el cambio de permeabilidad en el equipo de desplazamiento.

¿CUANDO SE OBSERVARÁ? Se proyecta la realización de las pruebas en un tiempo aproximado de dos meses después de hacer el muestreo de campo.

¿DÓNDE SE OBSERVARÁ? Las pruebas de desplazamiento para medir la disminución de la permeabilidad efectiva se realizarán en los laboratorios de la UIS- Guatiguara.

RECOMENDACIONES:

Los resultados y el análisis del presente estudio permitirán visualizar las condiciones de presión y temperatura bajo las cuales se presenta el daño a la formación del campo Colorado, que será la base para posteriores investigaciones y aplicaciones en otros campos con similares problemas operacionales relacionados con la precipitación de parafinas y asfáltenos.

4. EVALUACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN POR PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS Y ASFALTENOS EN EL CAMPO COLORADO

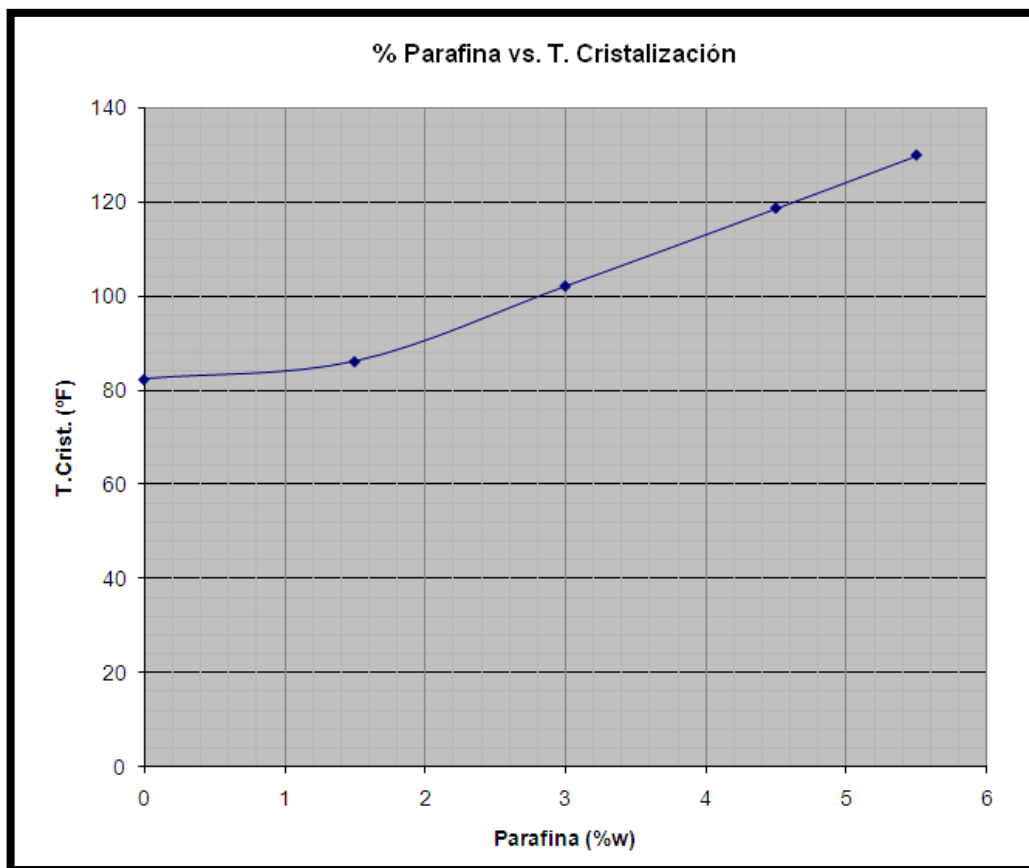
4.1. EVALUACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN EN LAS ARENAS B DEL CAMPO COLORADO

Luego de llevar el fluido a su estado original en las muestras seleccionadas, se procede a observar si hay presencia de daño por medio de desplazamiento de crudo. Para realizar este proceso se siguieron los siguientes pasos:

- **Selección de muestras:** De las dos muestras restauradas, la Berea (94-13) fue llevada al equipo Core Pet (Liquid flood system), para ejecutar la pruebas de desplazamiento.
- **Muestra de fluido desplazado:** Para evaluar la presencia de daño fue utilizada una muestra de crudo de superficie del pozo col-25 con el objetivo de tener un crudo con características similares (contenido de parafinas) a las condiciones de temperatura dentro del pozo y el yacimiento, en el proyecto de grado titulado EVALUACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL CONTROL DE PARAFINA EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO, desarrollado por los estudiantes de Ingeniería Química ISMAEL ORLANDO OCHOA LARA Y SERGIO LÓPEZ ARTEAGA (2009), donde se presenta el comportamiento de la concentración de parafinas respecto a la temperatura de cristalización para el crudo del pozo colorado 25.

Cálculo de parafina para muestra del crudo de Colorado 25: A partir de la figura 27, se realizaron los cálculos de parafina a disolver en el crudo muerto del pozo colorado 25.

Figura 27. Concentración en peso de Parafinas vs Temperatura de Cristalización del pozo Colorado -25



Fuente. Modificada de “EVALUACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN UN CRUDO DEL CAMPO COLORADO”, OCHOA LARA, Ismael Orlando. ARTEAGA LÓPEZ, Sergio. UIS. (2009).

Como las parafinas en el campo Colorado se cristalizan a partir de una temperatura de 130°F, la concentración a esta temperatura es de 5.5% porcentaje en peso equivalente a 44,2 gr para un litro de crudo (Figura 28). Antes de disolver la parafina, se realizaron pruebas preliminares homogenizando muestras de crudo Col-25 con parafina a presión y temperatura ambiente (figura 29), se obtuvo como resultado que a temperaturas por debajo de 130°F empezaba a cristalizar.

Figura 28. Disolución de la parafina para las pruebas de desplazamiento.



Fuente: Autores del proyecto.

Figura 29. Pruebas preliminares para la disolución de parafinas campo colorado.



Fuente: Autores del proyecto.

Equipo de desplazamiento (Liquid flood system, Core Pet): Usando el sistema de desplazamiento mostrado en la figura 30, se realizaron las pruebas de desplazamiento con el fin de evaluar el daño a la formación por depósitos orgánicos en el campo Colorado.

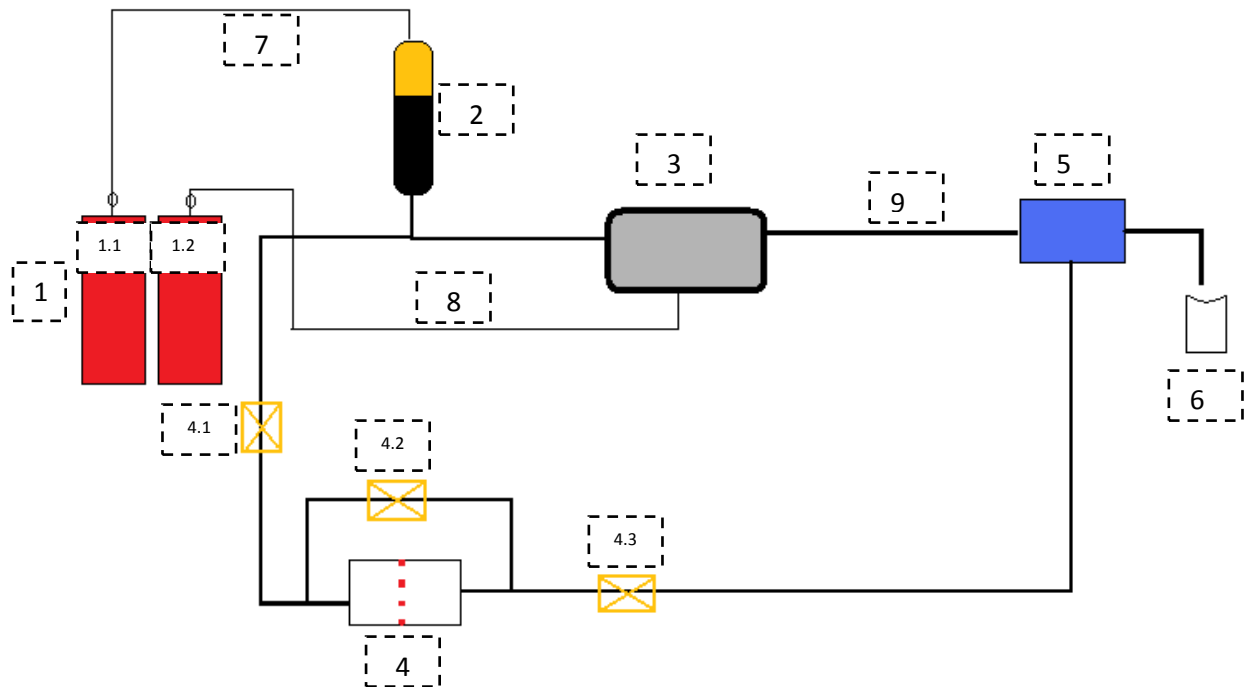
Figura 30. Equipo de desplazamiento (Liquid Flood System), COREPET. Sistema propuesto para los desplazamientos.



Fuente. Autores del proyecto

En la figura 31 se presenta el sistema de desplazamiento usado en las pruebas, este es un sistema sencillo debido a que se trabajó con un solo fluido.

Figura 31. Sistema de desplazamiento para evaluar daño a la formación



Fuente. Autores del proyecto

1. Bomba de desplazamiento positivo
 - 1.1 Bomba de presión de inyección o desplazamiento
 - 1.2 Bomba de presión de confinamiento
2. Cilindro con muestra de fluido para desplazar (Crudo col-25)
3. Core Holder
4. High differential pressure
 - 4.1 Válvula de Presión de inyección (+)
 - 4.2 Válvula de By-Pass
 - 4.3 Válvula de Presión de Salida (-)
5. Back pressure

6. Vaso de precipitado
7. Línea de inyección o desplazamiento
8. Línea de confinamiento
9. Línea de producción

Una vez montado el sistema se procede a realizar los desplazamientos, tomando datos de diferencial de presión durante una hora.

Pruebas de desplazamiento para evaluar el daño a la formación en las arenas B del Campo Colorado.

Apoyadas en el pronóstico de la precipitación de parafinas en el campo colorado de la tesis de maestría titulada DETERMINACIÓN DEL UMBRAL DE CRISTALIZACIÓN DE LAS PARAFINAS EN CRUDO DEL CAMPO COLORADO, desarrollada por M.Sc. EMILIANO ARIZA LEÓN, se realizaron cuatro pruebas de desplazamiento con crudo muerto del pozo colorado 25 a condiciones termodinámicas (presión y temperatura).

En la gráfica 19 de capítulo 3 se presenta la envolvente de precipitación de parafinas para las arenas B de Campo Colorado.

A partir de la envolvente, se tomaron cuatro condiciones termodinámicas, teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- A presión original de las arenas B (805 psia), evaluar la permeabilidad a una temperatura por encima y por debajo de la envolvente de cristalización de las parafinas de las arenas B del Campo Colorado (130°F).
- A una presión por debajo del punto de burbuja (630 psia), evaluar la permeabilidad a las mismas temperaturas del punto anterior.

- Tener en cuenta que la temperatura por debajo del punto de cristalización de las parafinas del campo colorado es la temperatura original del yacimiento (104 °F a 805 psi).

En la tabla 15 se presenta las presiones y temperaturas con las cuales se desarrollaron las pruebas de desplazamiento.

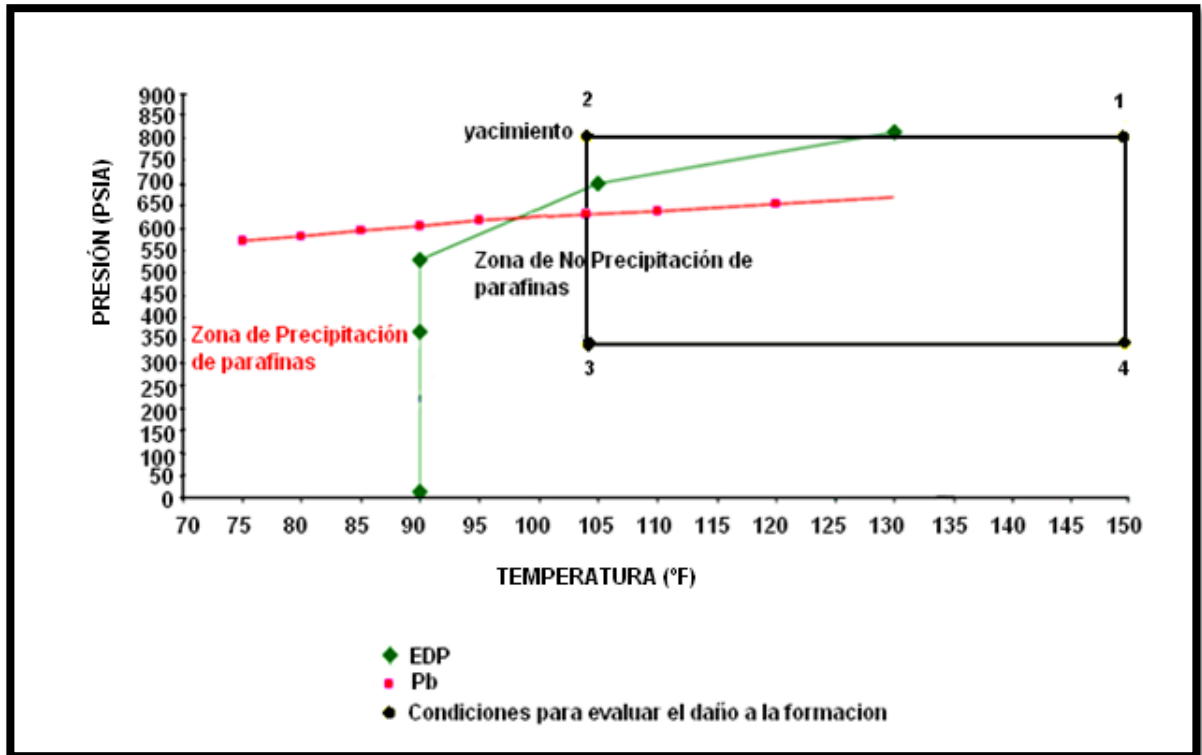
Tabla 15. Condiciones pruebas de desplazamiento.

PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO	PRESION (PSIA)	TEMPERATURA(°F)
1	805	150
2	805	104
3	400*	150
4	400*	104

***Presión estimada actual de arenas B.**

En la figura 32 se localizan las condiciones termodinámicas escogidas para el desarrollo de este proyecto.

Figura 32. Condiciones termodinámicas definidas para el desarrollo de este proyecto.



Fuente. Modificada de ARIZA LEÓN, Emiliano. DETERMINACIÓN DEL UMBRAL DE CRISTALIZACIÓN DE LAS PARAFINAS EN CRUDOS DEL CAMPO COLORADO. UIS. 2008.

4.2 CÁLCULOS Y RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

Durante cada una de las pruebas se desplazaron 10 volúmenes porosos de crudo del pozo col-25 (respecto al volumen del plug) variando el caudal de 1 a 0.5, tomando datos del diferencial de presión (High differential pressure) cada minuto durante una hora, estos datos fueron promediados a partir de la estabilización del equipo, se tuvo en cuenta que la presión de confinamiento estuviera 500 psi por encima de la presión de desplazamiento. A continuación se presentan los datos obtenidos durante los cuatro desplazamientos.

PRUEBA 1:

P_{desplazamiento} (psi)	Temperatura (°F)	Confinamiento (psi)
805	150	1300

Tiempo (min)*	Caudal (cc³/min)*	ΔP (psi)*
30	1	162,6
31	0,9	161,6
32	0,9	160,8
33	0,9	160,8
34	0,9	160,8
35	0,9	160,6
36	0,9	160,4
37	0,9	161,4
38	0,8	163,4
39	0,8	161
40	0,8	160
41	0,8	160,6
42	0,8	160,8
43	0,8	162,4
44	0,8	163,6
45	0,8	164
		166,24

*Datos obtenidos después de la estabilización de la prueba.

PRUEBA 2:

P_{desplazamiento} (psi)	Temperatura (°F)	Confinamiento (psi)
805	104	1300

Tiempo (min)*	Caudal (cm/min)*	ΔP (psi)*
13	0,5	653,5
14	0,5	656,2
15	0,5	658,7
16	0,5	659,4
17	0,5	659,1
18	0,5	660
19	0,5	661,3
20	0,5	662
21	0,5	662,9
22	0,5	663,2
23	0,5	664,3
24	0,5	668
25	0,5	673,2
26	0,5	674,5
27	0,5	676,2
28	0,5	675,1
		657

*Datos obtenidos después de la estabilización de la prueba.

PRUEBA 3:

$P_{\text{desplazamiento}}$ (psi)	Temperatura (°F)	Confinamiento (psi)
400	104	900

Tiempo (min)*	Caudal (cm/min)*	ΔP (psi)*
20	0,5	974,1
21	0,5	985
22	0,5	985,7
23	0,5	985,7
24	0,5	988
25	0,5	990,5
26	0,5	990,5
27	0,5	990,5
28	0,5	991,7
29	0,5	992,1
30	0,5	992,1

*Datos obtenidos después de la estabilización de la prueba

PRUEBA 4:

P_{desplazamiento} (psi)	Temperatura (°F)	Confinamiento (psi)
400	150	900

Tiempo (min)*	Caudal (cc3/min)*	ΔP (psi)*
55	0,1	557,4
56	0,1	562,5
57	0,2	567,4
58	0,2	569,3
59	0,2	572,8
60	0,2	573,9
61	0,2	575,7
62	0,2	577,2
63	0,2	577,9
64	0,2	578,5
65	0,2	583,5
66	0,2	584,4
67	0,2	584,2
68	0,2	584,1
69	0,2	584,1
70	0,2	584,4
71	0,2	585,2
72	0,2	585,9
73	0,2	587,7
74	0,2	589,3
75	0,2	591,3

***Datos obtenidos después de la estabilización de la prueba**

Como se puede observar en las pruebas 3 y 4 el ΔP es superior a la presión de desplazamiento programada, por tanto, significa que bajo estas condiciones el plug tenía una alta obstrucción de sus canales de flujo y evaluar su permeabilidad no es representativo para las condiciones planteadas en el diseño experimental. Para evaluar el daño a la formación, es necesario calcular la permeabilidad efectiva en cada una de las pruebas, esta propiedad petrofísica es representada matemáticamente por la Ley de Darcy

$$K = 245 \frac{QL\mu}{A\Delta P}$$

K= Permeabilidad (md)

Q= Caudal (cc³ /min)

L=Longitud (cm)

A= Área (cm²)

ΔP= Diferencial de presión (psi)

A continuación se presenta los resultados obtenidos en cada una de las pruebas (tabla 16).

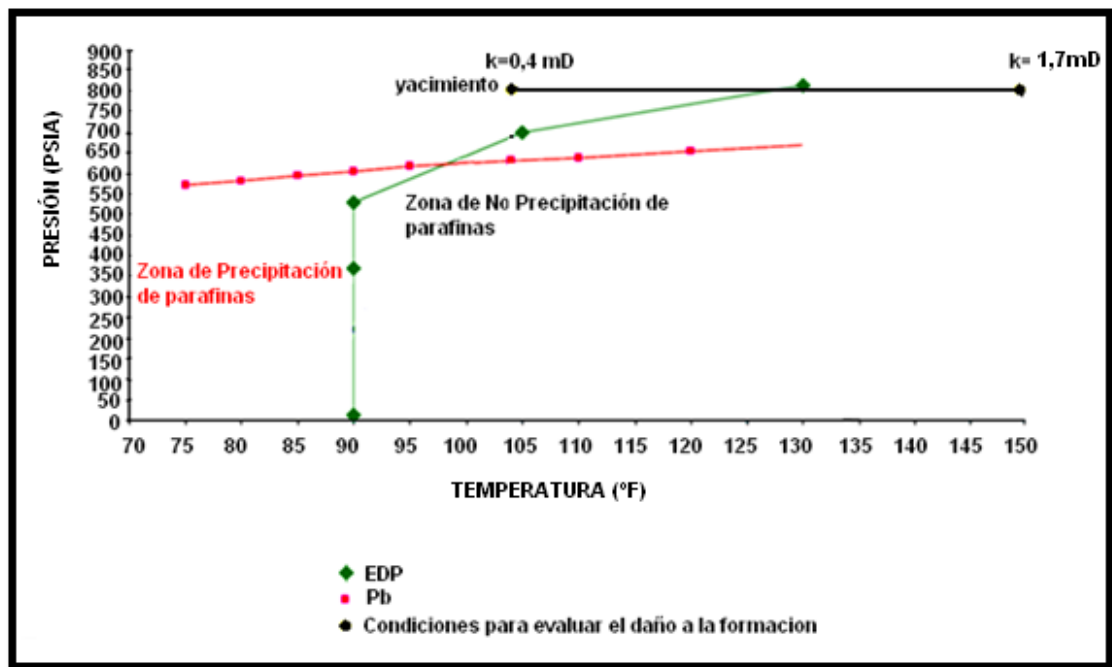
Tabla 16. Resultados obtenidos de los desplazamientos.

PRESION (psi)	NÚMERO DE PRUEBA	Q _{prom} (cm ³ /min)	TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (cp)	ΔP _{prom} (psi)	K _{prom} (md)
805	1	0,87	150	3,8	166,24	1,7
	2	0,45	104	6,95	657	0,4

Se puede observar que a una presión original de yacimiento de 805 psi sometiendo la muestra a un cambio de temperatura desde 150°F a la temperatura de yacimiento de 104°F, se redujo la permeabilidad de la muestra en un 23,5 %, debido a esta disminución se concluye que hay presencia de daño a la formación, cuando ocurrió la migración del crudo desde la roca madre al yacimiento.

En la delimitación de las condiciones de precipitación de parafinas (arenas B Campo colorado) se presenta la reducción de la permeabilidad a estas condiciones termodinámicas, figura 33.

Figura 33. Disminución de la permeabilidad.



Al realizar el descenso de presión a 400 psi y las mismas condiciones de temperatura se observó que el diferencial de presión era superior a la presión de desplazamiento, por esto se concluye que la muestra ya se encontraba taponada, por tal motivo no se pudo realizar cálculos de permeabilidad.

Índice de productividad (IP): El índice de productividad es una característica del comportamiento de la formación que ayuda a definir la facilidad con que el fluido está pasando desde la formación hasta el pozo.

Matemáticamente está definido como la relación entre la razón de flujo y la caída de presión del yacimiento

$$IP = J = \frac{q}{Pr - P_{wf}} \left[\frac{Bl}{d_* \left(\frac{Lb}{\rho u l g^2} \right)} \right]$$

Donde J es el índice de productividad, q es la razón de flujo del pozo, Pr es la presión promedio del yacimiento y P_{wf} es la presión en fondo del pozo mientras esta fluyendo.

Es necesario destacar como influye la permeabilidad K y el factor de daño S en el índice de productividad J. Una disminución en la permeabilidad se vería reflejada en una reducción en el índice de productividad, ahora bien, como el factor de daño S es inversamente proporcional al índice de productividad, este último presenta valores bajos cuando la formación tiene un factor de daño alto.

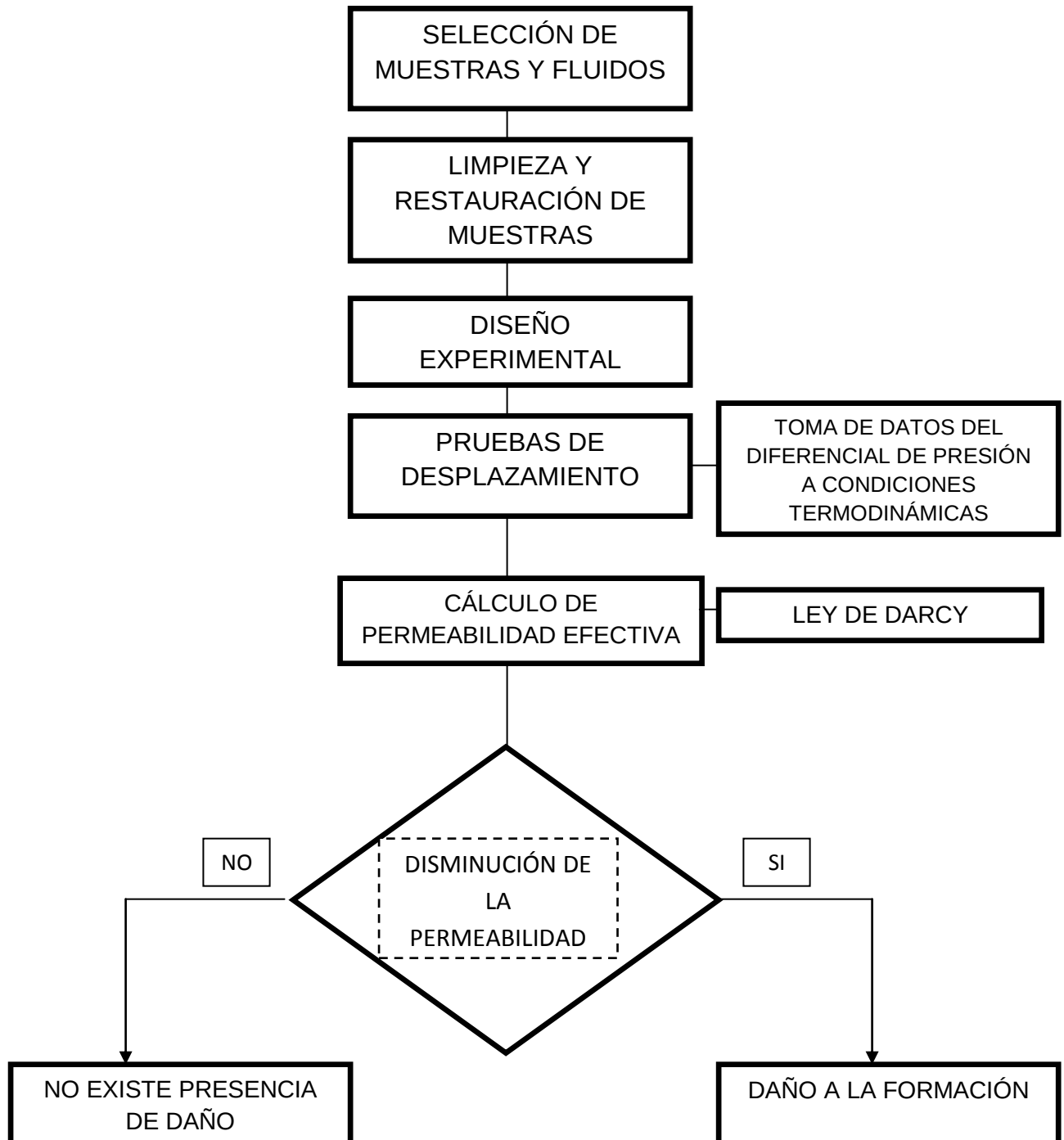
Con los datos obtenidos en las pruebas 1 y 2 de permeabilidad y con ayuda de la Ley de Darcy, se realizó el análisis de productividad en cada una de las pruebas. En la tabla 17 se muestran los resultados.

Tabla 17. Análisis de productividad de las pruebas.

PRESIÓN (psi)	NÚMERO DE PRUEBA	TEMPERATURA (°F)	k (md)	ΔP_{prom} (psi)	Q_{prom} (cm ³ /min)	$\frac{J}{si}$ (cm ³ /min)/p	$\frac{J}{(BPD)/psi}$
805	1	150	1,7	166,24	0,87	0,0052	0,000047
	2	104	0,4	657	0,45	0,00069	0,000006

Claramente se observa la disminución de la productividad de la prueba 1 a la prueba 2, se estima una reducción del índice de productividad alrededor del 87,2% en la muestra, esto a causa de la disminución de la permeabilidad y tasa productiva e incremento en el diferencial de presiones producto de daño en la muestra. Se debe aclarar que el J es evaluado a nivel de laboratorio.

4.3 METODOLOGÍA USADA PARA EVALUAR EL DAÑO A LA FORMACIÓN POR PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS Y ASFALTENOS MEDIANTE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO



CONCLUSIONES

- La evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfáltenos, proporciona una nueva información que permite visualizar el estado termodinámico bajo el cual se presenta el daño a la formación del Campo Colorado, esto permitirá el estudio e implementación de métodos de prevención y control de la precipitación y depositación de los depósitos orgánicos como solución a este problema, en búsqueda de mejorar la productividad del campo.
- Ya que las pruebas se hicieron a nivel de laboratorio no se pudo realizar el escalamiento de productividad a nivel de pozo por falta de datos del campo.
- Con la composición actual del fluido del yacimiento y simulando las condiciones iniciales del mismo, experimentalmente se determinó que se presenta una reducción de la permeabilidad lo que indica que existe daño en la formación por precipitación de parafinas y asfáltenos en el medio poroso en las arenas B del campo Colorado, el cual sucedió durante la migración del crudo a la arena productora.
- Existen diferentes parámetros que influyen en la precipitación y depositación de las parafinas tales como la presión, temperatura y composición, según los resultados la temperatura es la condición más importante debido a que el sistema es más sensible a los cambios de esta.

RECOMENDACIONES

- Hacer un estudio detallado de viabilidad de implementación de un método de recobro térmico para la remoción de daño y mejorar el factor de recobro.
- Se recomienda realizar un corazonamiento en las arenas B de la formación Mugrosa del Campo Colorado con el fin de tener núcleos de roca representativa de la formación para todos los estudios de laboratorio que conduzcan a futuros proyectos de investigación de evaluación y de remoción de daño.
- En pruebas futuras que requieran comparación de datos, llevar a cabo diversos estudios preliminares que permitan obtener datos representativos del campo.
- Enseñar a los estudiantes el manejo de los equipos con los que cuenta la Universidad, de tal forma que se cuente con el personal idóneo para la realización de las diferentes pruebas.
- Implementar un programa de soporte que permita una mejor planificación de los trabajos de grado de tal forma que se lleve a cabo lo planeado en los cronogramas de actividades, en las fechas establecidas y con los recursos necesarios.
- Se debe verificar el estado de los equipos de laboratorio antes de comenzar el estudio y realizar en cada uno su respectiva calibración con el fin de obtener resultados de calidad.

BIBLIOGRAFÍA

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.

RAI R. SARKAR, B and KEPT, Dalal. Multiphase Transportation of High Waxy Crudes. SPE 27061. 1995.

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.

MISRA, Sanjay. BARUAN, Simanta and SINGH, Kulwant. Paraffin Problems in crude Oil Production and transportation: A Review. SPE, February 1995.

DÁVILA, A. “Floculación de los asfaltenos”. Tesis de Pregrado Laboratorio FIRP. Universidad de los Andes. 1997.

DÁVILA, A. “Floculación de Asfaltenos Parte III”. Tesis de Pregrado Laboratorio FIRP. Universidad de Los Andes, 1997.

ESLAVA, G. “Análisis de la Fractalidad de Agregados Asfalténicos Vía Simulación por Computadora en Ambientes Paralelos”. Tesis de Maestría. Instituto Politécnico Nacional, pp. 10 – 20, México, 2000.

MANSOORI A. Journal of Petroleum Science and Engineering. 17 (2001), 101.

QIN, X. WAN, P. SEPEHRNOORI, K. POPE, G. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 39 (2000), 2644.

SALAGER, J. et al, *Energy & Fuels* 1999,13, 309-314.

ALAYON, Mario. Asfaltenos - Ocurrencia y Floculación. Marzo 2004.

BRENT, Thomas y BENNION, D. "Development and evaluation of paraffin technology: Current Status". SPE 50561. 1999.

CARO OSPINO Teddys Guillermo. "Aspectos Generales del Daño de Formación por Deposición de Asfaltenos en Yacimientos de Petróleo". Tesis de pregrado. UIS.2009.

RESTREPO GÓMEZ Karin Lorena., SANTAMARÍA GARZA Carlos Hernán. "Daño a la formación por precipitación de parafinas: Estado del Arte". Tesis de pregrado.UIS. 2006.

ARIZA LEÓN, Emiliano. "Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado". Tesis de Maestría. UIS. 2008.

DOS SANTOS Paulo Cesar. "Removal of nearbore Formation Damage from Paraffin is Better Achieved Using Solvents". SPE 38965.

DÍAZ VILORIA Ricardo Jose. "Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los pozos del Campo Colorado". Tesis de pregrado. UIS. 2009.

Nota Técnica 47. Parafinas y Asfaltenos juntos. Estudios y servicios petroleros S:R.L. GPA. 2009

POVEDA MALAVER Diana Milena. "Diseño de un Tratamiento Químico para Remover Depósitos Orgánicos a Nivel de la Cara de la Formación. Aplicación Campo Colorado". Tesis de Maestría. UIS. 2009.

NORMA API RP 40.

AMOTT, E." Observations Relating to the Wettability of Porous Rock", SPE 1167-G. Trans. AIME, Vól 216 (1959).Pág. 156-162.